



TUGAS AKHIR - MO141326

# **ANALISA TEGANGAN PIPA BAWAH LAUT SELAMA PROSES *ABOVE WATER TIE-IN* MENGUNAKAN *DAVIT LIFTING* DAN *BUOYANCY TANK***

ROMI IBRAHIM

NRP. 4312 100 034

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2016



FINAL PROJECT - M0141326

# STRESS ANALYSIS OF SUBSEA PIPELINE DURING ABOVE WATER TIE-IN PROCESS USING DAVIT LIFTING AND BUOYANCY TANK

ROMI IBRAHIM

NRP. 4312 100 034

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

OCEAN ENGINEERING DEPARTMENT

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya 2016

**ANALISA TEGANGAN PIPA BAWAH LAUT SELAMA PROSES ABOVE  
WATER TIE-IN MENGGUNAKAN DAVIT LIFTING DAN BUOYANCY  
TANK**

**TUGAS AKHIR**



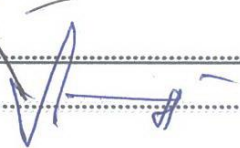

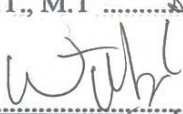
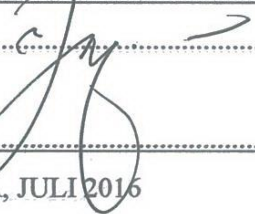
Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

**ROMI IBRAHIM**

NRP.4312 100 034

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. .... (Pembimbing 1)  

2. Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc. .... (Pembimbing 2)  

3. Yoyok Setyo H., S.T., M.T., Ph.D. .... (Penguji 1)  

4. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng. .... (Penguji 2)  

5. Wimala Lalitya Dhanistha, S.T., M.T. .... (Penguji 3)  

6. Dr. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc. .... (Penguji 4)  


SURABAYA, JULI 2016

**ANALISA TEGANGAN PIPA BAWAH LAUT SELAMA PROSES ABOVE  
WATER TIE-IN MENGGUNAKAN DAVIT LIFTING DAN BUOYANCY  
TANK**

Nama : Romi Ibrahim  
NRP : 4312 100 034  
Jurusan : Teknik Kelautan FTK – ITS  
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

**Abstrak**

*Pipeline Engineering* merupakan suatu rekayasa teknik tentang sebuah struktur pipa yang sering digunakan sebagai sistem pendistribusian minyak dan gas bumi. Dalam pendistribusiannya, pipa diinstal terlebih dahulu agar dapat beroperasi. Ketika proses instalasi pipa dilakukan, *scope* pengerjaannya biasanya dibagi menjadi tahapan seperti *offshore* dan *onshore*, maka perlu dilakukan proses *above water tie-in* (AWTI) pada tahap akhir dari instalasi pipa tersebut. Dalam instalasi pipa perlu dilakukan analisa tegangan pipa terutama pada daerah *sagbend* dan *overbend*. Tegangan yang terjadi pada pipa tersebut dapat mengakibatkan pipa mengalami *bending* dan yang paling parah yaitu terjadinya *buckling*. Sebelum melakukan analisa proses *above water tie-in*, dilakukan analisa respon gerak struktur barge terlebih dahulu. Nilai maksimum respon gerak pada barge Onasis 10 pada kondisi *free floating* untuk gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* dan *yaw* secara berurutan adalah 0,908 (m/m), 0,928 (m/m), 0,99 (m/m), 4,192 (deg/m), 1,925 (deg/m), 3,127 (deg/m). Analisa yang dilakukan adalah ketika barge dalam keadaan full load. Setelah itu barulah dilakukan proses *lifting* dan *lowering*. Pada saat *lifting*, tegangan paling besar yang terjadi yaitu sebesar 347,63 MPa pada step ke-9 di bagian *stern* dan 337,18 MPa pada step ke-10 di bagian *bow*. Sedangkan untuk proses *lowering*, tegangan paling besar yang terjadi yaitu sebesar 352,1 MPa pada bagian *stern* pada step ke 3 dan 361,1 MPa pada bagian *bow* pada step ke-3.

**Kata kunci:** *Davit Lifting, buoyancy tank, above water tie-in.*

## **STRESS ANALYSIS OF SUBSEA PIPELINE DURING ABOVE WATER TIE-IN PROCESS USING DAVIT LIFTING AND BUOYANCY TANK**

Name : Romi Ibrahim  
Reg. Number : 4312 100 034  
Department : Ocean Engineering, FTK – ITS  
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

### **Abstract**

Pipeline Engineering is a technique on pipeline structure which is used as distribution system on oil and gas in the world. In case of distribution, pipeline should be installed before operating process. When installation process occurred, the scope divided by offshore and onshore section, then above water tie-in process is required at the end of the project. In case of pipeline installation, pipeline stress analysis is required especially on sagbend and overbend area. The stress on pipeline can make pipeline become bend, and the worst is buckling. Because of that risk, great analysis on pipeline installation should be required, include above water tie-in process. Before above water tie-in analysis, motion response analysis should be required as a place of above water tie-in process. The maximum motion response of Onasis 10 Barge on free floating condition is 0,908 (m/m) in surge, 0,928 (m/m) in sway, 0,99 (m/m) in heave, 4,192 (deg/m) in roll, 1,925 (deg/m) in pitch, and 3,127 (deg/m) in yaw. The analysis is based on full load condition and specified environment. After that, lifting and lowering should be done as the main project. While lifting process, the maximum stress is 347,63 MPa in 9<sup>th</sup> step on stern side and 337,18 MPa in 10<sup>th</sup> step on bow side. While lowering process, the maximum stress is 352,1 MPa in 3<sup>rd</sup> step on stern side and 361,1 MPa in 3<sup>rd</sup> step on bow side.

**Keyword:** Davit Lifting, buoyancy tank, above water tie-in.

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>COVER .....</b>	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>vi</b>
<b>UCAPAN TERIMA KASIH .....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xiv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Perumusan Masalah.....	3
1.3. Tujuan.....	4
1.4. Manfaat.....	4
1.5. Batasan Masalah.....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....</b>	<b>5</b>
2.1. Tinjauan Pustaka .....	5
2.2. Beban-Beban Pada Sistem Perpipaan.....	7
2.2.1. Beban Sustain ( <i>Sustain Load</i> ) .....	7
2.2.2. Beban Occasional ( <i>Occasional Load</i> ).....	7
2.2.3. Beban Ekspansi Termal ( <i>Thermal Expansion Load</i> ) .....	8
2.2.4. Desain Untuk <i>Internal Pressure</i> .....	8
2.2.5. Desain Untuk <i>Collapse Pressure</i> .....	8
2.2.6. Desain Kombinasi Untuk Tekanan dan Bending Moment .....	9

2.2.7.	Desain Untuk <i>Buckle Propagation</i> .....	9
2.3 .	Beban Gelombang .....	10
2.3.1.	Penentuan Teori Gelombang.....	10
2.3.2.	Teori Gelombang .....	10
2.3.2.1.	Teori Gelombang Stokes .....	10
2.3.2.2.	Teori Gelombang Airy.....	11
2.3.2.1.	Kecepatan Partikel Efektif.....	11
2.4.	Spektrum Gelombang.....	12
2.4.1.	Respon Gerakan Pada Gelombang Irreguler.....	13
2.4.2.	Respon Dinamis Struktur Terapung Terhadap Eksitasi Beban Gelombang .....	14
2.5.	Analisis Gaya dan Tegangan Pipa.....	15
2.5.1.	Gaya Hidrodinamis Pipa .....	15
2.5.2.	<i>Effective Axial Force</i> .....	17
2.5.3.	<i>Equivalent Stress</i> .....	18
2.6.	<i>Local Buckling Check</i> .....	18
2.7.	Permodelan Dengan Software .....	19
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>23</b>
3.1.	Metodologi Penelitian .....	23
3.2.	Studi Literatur dan Pengumpulan Data .....	26
3.3.	Permodelan Moses .....	26
3.4.	Permodelan Orcaflex .....	27
3.5.	Perhitungan <i>Local Buckling</i> .....	28
<b>BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>29</b>
4.1.	Permodelan Barge .....	29
4.2.	Analisa <i>Free Floating Barge</i> Onasis 10 .....	31

4.3.	Analisa Perhitungan Pipa .....	37
4.4.	Analisa Tie In Menggunakan Software Orcaflex .....	40
4.5.	Perhitungan <i>Local Buckling</i> .....	45
<b>BAB V PENUTUP .....</b>		<b>51</b>
5.1.	KESIMPULAN .....	51
5.2.	SARAN .....	52
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>53</b>
<b>LAMPIRAN</b>		
<b>BIODATA PENULIS</b>		



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Ilustrasi proses <i>above water tie-in</i> menggunakan <i>davit lifting</i> dan <i>buoyancy tank</i> .....	2
Gambar 1.1. Kalija tahap 1 <i>pipeline route</i> .....	3
Gambar 2.1. Proses <i>above water tie-in</i> .....	5
Gambar 2.2. <i>Pressure</i> pada pipa ( <a href="http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org">http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org</a> ) .....	9
Gambar 2.3. Grafik <i>region of validity</i> (Mousselli, 1981) .....	10
Gambar 2.4. Enam derajat gerakan kebebasan struktur .....	15
Gambar 2.5. Gaya yang bekerja pada pipa (Mousselli, 1981) .....	16
Gambar 3.1.a Diagram alir urutan pengerjaan Tugas Akhir .....	23
Gambar 3.1.b Diagram alir urutan pengerjaan Tugas Akhir .....	24
Gambar 3.1.c Diagram alir urutan pengerjaan Tugas Akhir .....	25
Gambar 4.1. Model Barge tampak 3D .....	29
Gambar 4.2. Model Barge tampak atas .....	30
Gambar 4.3. Model Barge tampak depan .....	30
Gambar 4.4. Model Barge tampak samping .....	30
Gambar 4.5. Grafik RAO Heading 0° Gerakan Translasional Barge .....	31
Gambar 4.6. Grafik RAO Heading 0° Gerakan Rotasional Barge .....	32
Gambar 4.7. Grafik RAO Heading 45° Gerakan Translasional Barge .....	32
Gambar 4.8. Grafik RAO Heading 45° Gerakan Rotasional Barge .....	33
Gambar 4.9. Grafik RAO Heading 90° Gerakan Translasional Barge .....	33
Gambar 4.10. Grafik RAO Heading 90° Gerakan Rotasional Barge .....	34
Gambar 4.11. Grafik RAO Heading 135° Gerakan Translasional Barge .....	35
Gambar 4.12. Grafik RAO Heading 135° Gerakan Rotasional Barge .....	35
Gambar 4.13. Grafik RAO Heading 180° Gerakan Translasional Barge .....	36
Gambar 4.14. Grafik RAO Heading 180° Gerakan Rotasional Barge .....	36
Gambar 4.15. Konfigurasi <i>Davit Lifting</i> dan <i>Buoyancy Tank</i> pada <i>Software</i> .....	40
Gambar 4.16. Grafik <i>pipe stress stern side step 9 dan 10</i> .....	41
Gambar 4.17. Grafik <i>tension davit 3 step 9</i> .....	42
Gambar 4.18. Grafik <i>pipe stress bow side step 9 dan 10</i> .....	42

Gambar 4.19. Grafik <i>tension</i> davit 4 step 9 .....	43
Gambar 4.20. Grafik <i>pipe stress lowering</i> step 3 dan 4 .....	44
Gambar 4.21. Grafik <i>tension</i> davit 1 step 4 .....	44
Gambar 4.22. Grafik <i>bending radius</i> simulasi <i>above water tie-in</i> .....	44

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Profil barge.....	26
Tabel 3.2. Data lingkungan .....	26
Tabel 3.3. <i>Pipeline</i> data .....	27
Tabel 4.1. Data barge .....	29
Tabel 4.2. Validasi model .....	30
Tabel 4.3. Data pipa .....	37
Tabel 4.4. Hasil analisa <i>lifting stern side</i> .....	41
Tabel 4.5. Hasil analisa <i>lifting bow side</i> .....	42
Tabel 4.6. Hasil analisa <i>lowering</i> .....	43

## **DAFTAR LAMPIRAN**

LAMPIRAN A PEMODELAN BARGE PADA SOFTWARE MOSES

LAMPIRAN B ANALISA *TIE-IN* MENGGUNAKAN *SOFTWARE ORCAFLEX*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

*Pipeline Engineering* atau Teknik Perpipaan merupakan suatu rekayasa teknik tentang sebuah struktur pipa yang sering digunakan sebagai sistem pendistribusian minyak dan gas bumi. Sistem pipa (*pipeline system*) adalah sebuah mekanisme sistem struktur pipa yang memanfaatkan tekanan dan kompresi untuk proses pendistribusian produk (minyak dan gas) sehingga tingkat keamanan *pipeline* ini sangat tinggi dibandingkan penggunaan sistem pendistribusian lainnya. Dalam pendistribusiannya, pipa harus diinstal terlebih dahulu agar dapat beroperasi.

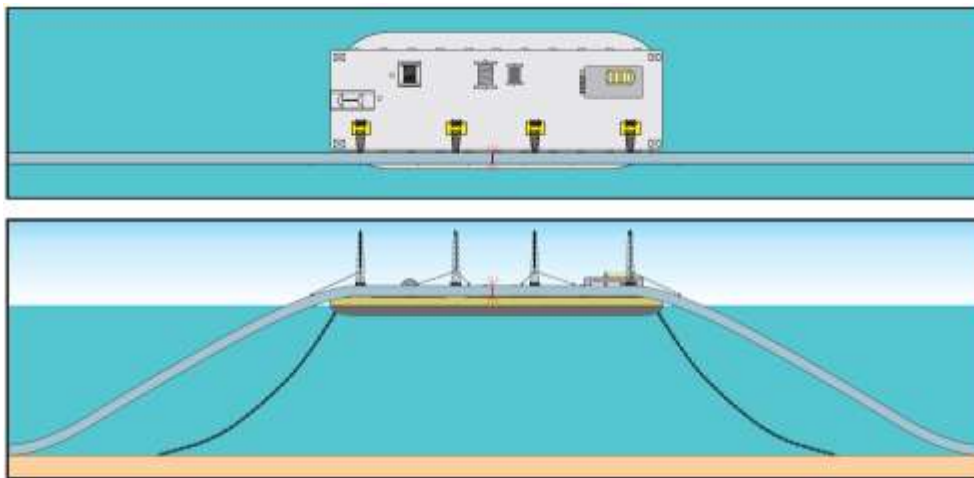
Proses instalasi pipa biasanya dilakukan diatas barge. Instalasi pipa ini sendiri terbagi menjadi beberapa tahap sesuai kebutuhan proyek. Ketika proses instalasi pipa akan dilakukan, *scope* pengerjaannya biasanya dibagi menjadi tahapan seperti *offshore* dan *onshore*, maka perlu dilakukan proses *above water tie-in* (AWTI) pada tahap akhir dari instalasi pipa tersebut. Dalam instalasi pipa perlu dilakukan analisa tegangan pipa terutama pada daerah *sagbend* dan *overbend*. Tegangan yang terjadi pada pipa tersebut dapat mengakibatkan pipa mengalami *bending* dan yang paling parah yaitu terjadinya *buckling*. Oleh karena itu perlu dilakukan analisa perhitungan yang tepat ketika proses instalasi pipa termasuk *above water tie-in* di dalamnya.

Analisa yang dilakukan pada saat proses instalasi ditujukan untuk mengestimasi minimum bending stress yang terjadi pada daerah kritis agar sesuai dengan kriteria desain. *Above water tie-in* (AWTI) merupakan salah satu bagian penting dalam proses instalasi pipa bawah laut. *Above water tie-in* (AWTI) itu sendiri adalah cara penyambungan pipa bawah laut dengan pipa bawah laut lainnya yang dilakukan di permukaan yang hanya dipakai pada kedalaman laut kurang dari 50 m. Pipa yang akan disambung diletakkan berdekatan dengan platform yang dituju. Kapal berada di permukaan air tepat di atas pipa yang akan

disambung, kemudian pipa diangkat ke atas permukaan air dan dilakukan pengelasan atau dilakukan pengikatan pipa tersebut (Soegiono, 2007).

*Above water tie-in* ini sendiri terbagi menjadi 2 kegiatan utama yaitu:

1. Menaikkan pipa dari *seabed* ke atas barge hingga posisi yang diinginkan untuk proses penyambungan. Proses ini memerlukan analisis yang mendalam agar *stress* yang dialami pipa ketika proses pengangkatan tidak melebihi *stress* yang diijinkan. Pada proses pengangkatan pipa ini, *stress* yang diijinkan pada saat pipa mengalami tekuk (*bending*) tidak boleh melebihi 85% SMYS (DNV OS-F101).
2. Setelah proses penyambungan selesai, pipa harus diturunkan lagi ke *seabed*. Sama halnya dengan proses pengangkatan pipa, pada saat penurunan pipa juga harus dilakukan analisis yang mendalam agar pipa tidak mengalami *stress* melebihi yang diijinkan.



**Gambar 1.1** Ilustrasi proses *Above Water Tie-In* menggunakan *davit lifting* dan *buoyancy tank*

Pada proses *above water tie-in* menggunakan *davit lifting*, *buoyancy tank* digunakan untuk membantu *davit lifting* dalam pengangkatan pipa karena keterbatasan kapasitas *davit lifting* yang tidak sebanding dengan berat pipa yang akan diangkat, perhatikan gambar 1.1. Selain itu perlu dipertimbangkan penggunaan jumlah *buoyancy tank* yang diperlukan sehingga dapat mengurangi tegangan yang terjadi serta mengurangi efek *bending* pada pipa.

Permasalahan yang akan dibahas yaitu tegangan yang terjadi pada pipa selama proses *above water tie-in* menggunakan *davit lifting* dan *buoyancy tank* untuk dilakukan penyambungan (pengelasan) diatas barge. *Pipeline* ini mengalirkan gas dari *Central Processing Platform* (CPP) yang berada di Kepodang (Kalimantan) hingga ke Tambak Lorok (Semarang) dengan menggunakan pipa 14 inch dan panjang pipa yang mencapai 207 km. Proses *above water tie-in* ini sendiri dikerjakan di KP 193,5 dengan kedalaman 8,12 m. Tujuan dari analisa ini yaitu untuk mengetahui seberapa besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses *above water tie-in*.



**Gambar 1.2** Kalija tahap 1 *pipeline route*

Sumber: Dokumen Kerja Praktek PT.PGAS Solution

## 1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana respon barge akibat beban gelombang?
2. Berapa tegangan yang terjadi pada pipa selama proses *above water tie-in* menggunakan *davit lifting* dan *buoyancy tank*?
3. Bagaimana keadaan pipa setelah dilakukan cek metode *local buckling* berdasarkan DNV OS-F101?

### 1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini yaitu:

1. Menganalisa respon barge akibat beban gelombang.
2. Menganalisa tegangan yang terjadi pada pipa selama proses *above water tie-in* menggunakan *davit lifting* dan *buoyancy tank*.
3. Menganalisa keadaan pipa setelah dilakukan cek *local buckling* berdasarkan DNV OS-F101.

### 1.4 Manfaat

Dari hasil penelitian tugas akhir ini diharapkan dapat diketahui tegangan yang diterima oleh pipa selama proses *above water tie-in*, sehingga bermanfaat sebagai bahan kajian dan suatu acuan dalam instalasi pipa bawah laut pada saat proses *above water tie-in* menggunakan *davit lifting* dan *buoyancy tank*.

### 1.5 Batasan Masalah

1. Tidak dibahas biaya operasi proses *above water tie-in*.
2. Beban yang dipertimbangkan dalam analisa adalah gelombang, arus dan angin serta kedalaman laut.
3. Arah pembebanan yang digunakan adalah  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ .
4. Sistem tambat tidak dibahas lebih lanjut.
5. Kontur dasar laut dianggap rata.
6. Proses penyambungan (pengelasan) pipa diatas barge tidak dibahas lebih lanjut.
7. Tegangan yang dianalisa hanya pada saat proses pengangkatan dan penurunan pipa.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

*Above water tie-in* pada dasarnya adalah sebuah proses pengangkatan pipa bawah laut keatas *vessel* untuk dilakukan penyambungan atau pengelasan (*welding*) dengan pipa bawah laut yang lainnya. Proses ini merupakan salah satu bagian yang sangat penting dari semua proses instalasi pipa bawah laut. Sama halnya dengan proses penyambungan pipa yang lainnya, sebelum digelar ke dasar laut, pipa tersebut disambung dengan menggunakan metode pengelasan (*welding*).

Setelah dilakukan pengelasan, maka pipa yang telah disambung tersebut akan diinspeksi dengan menggunakan metode *Non Destructive Test* (NDT) agar sambungan tersebut dapat diketahui layak atau tidaknya untuk beroperasi nantinya. Setelah dilakukan proses *Non Destructive Test* (NDT), sambungan pipa tersebut dilapisi dengan menggunakan *Heat Shrink Sleeve* (HSS) yang kemudian diinjeksi dengan cairan *High Density Poly Urethane Foam* (HDPUF). Setelah dilakukan serangkaian kegiatan diatas, pipa dapat digelar ke dasar laut.

Melalui proses yang panjang serta mengutamakan keamanan tersebut dapat dilihat bahwa proses pengerjaan *above water tie-in* (AWTI) ini tidak dapat dipandang sebelah mata sehingga memerlukan perhitungan dan analisis yang tepat agar tujuan dari penelitian tentang *above water tie-in* (AWTI) ini dapat tercapai.



**Gambar 2.1** Proses *Above Water Tie-In*



**Gambar 2.1** (lanjutan) Proses *Above Water Tie-In*

Tegangan yang dihasilkan selama proses *above water tie-in* (AWTI) inilah yang nantinya akan dijadikan hasil analisa apakah pipa tersebut aman ketika proses pengangkatan dan penurunan ke dasar laut. Sebelumnya, penelitian serupa tentang proses *above water tie-in* (AWTI) pernah dibahas, yaitu:

1. Simanjuntak (2010) dengan judul *Optimasi Buoyancy Tank Pada Proses Above Water Tie-In Menggunakan Davit lifting*. Pada penelitian ini dibahas tegangan yang terjadi pada pipa selama proses *above water tie-in* (AWTI) yang nantinya dapat digunakan sebagai modal untuk menentukan banyaknya jumlah *buoyancy tank* yang diperlukan. Penelitian ini menggunakan *software Moses* untuk input data dan permodelan barge. Setelah itu pipa dan barge akan disimulasikan menggunakan *software Orcaflex* yang nantinya akan diketahui hasil *running* untuk memperoleh jumlah *buoyancy tank* yang optimum selama proses *above water tie-in* (AWTI). Namun penelitian dari Simanjuntak ini hanya menghitung optimasi *buoyancy tank* sehingga perlu dilakukan analisa tegangan yang terjadi sebenarnya.
2. Aristanto (2009) dengan judul *Analisa Tegangan Pipa Bawah Laut Selama Proses Above Water Tie-In Menggunakan Davit lifting*. Pada penelitian ini dibahas tegangan yang terjadi selama proses *above water tie-in* (AWTI) dengan melakukan variasi tinggi gelombang laut, diameter pipa dan kedalaman laut. Pada penelitian ini hanya dilakukan analisa tegangan, sehingga perlu ditambahkan dengan melakukan cek *local buckling*.

Dalam penelitian ini, saya akan membahas tegangan yang terjadi pada pipa bawah laut selama proses *above water tie-in* (AWTI) menggunakan *software Moses* untuk memperoleh respon dari barge, kemudian menganalisis tegangan pipa dengan menggunakan *software*. Pada akhir penelitian ini akan dilakukan cek *local buckling* berdasarkan DNV OS-F101 yang belum dilakukan pada penelitian-penelitian sebelumnya.

## **2.2 Beban-Beban Pada Sistem Perpipaan**

### **2.2.1 Beban Sustain (*Sustain Load*)**

Beban ini merupakan beban yang terjadi selama proses instalasi pipa. Beban Sustain merupakan beban kombinasi antara beban yang diakibatkan oleh *internal pressure* dan beban berat. Sedangkan beban berat sendiri dapat digolongkan menjadi dua jenis, yaitu:

#### **1. *Live Load***

Beban ini meliputi beban fluida yang mengalir pada sistem perpipaan tersebut ataupun *content* lain yang mengalir pipa yang digunakan untuk pengujian sistem perpipaan tersebut.

#### **2. *Dead Load***

Beban ini meliputi berat dari komponen-komponen sistem perpipaan dan beban permanen yang bekerja pada sistem perpipaan.

### **2.2.2 Beban Occasional (*Occasional Load*)**

Beban ini merupakan beban yang terjadi selama operasi normal. Beberapa hal yang menyebabkan terjadinya *occasional load* yaitu:

1. Fenomena alam seperti gempa bumi dan badai yang dapat menyebabkan eksitasi terhadap pipa yang dinamis.
2. Salju, terjadi pada sistem perpipaan yang terletak di bumi yang dingin pengalaman. Konsentrasi penumpukan salju sangat tebal di bagian-bagian tertentu di sepanjang sistem perpipaan akan mengakibatkan pengenaan berat badan yang berlebihan yang harus dipertahankan oleh sistem perpipaan.

### **2.2.3 Beban Ekspansi Termal (*Thermal Expansion Load*)**

Beban ini adalah beban yang diakibatkan oleh ekspansi termal pada sistem perpipaan. Beban ekspansi termal dapat dibagi sebagai berikut ini:

1. Disebabkan oleh gerakan yang dibatasi oleh *support* selama ekspansi.
2. Disebabkan oleh perbedaan suhu yang besar dan sangat cepat dalam dinding pipa.
3. Disebabkan oleh koefisien ekspansi yang berbeda antara dua material yang berbeda.

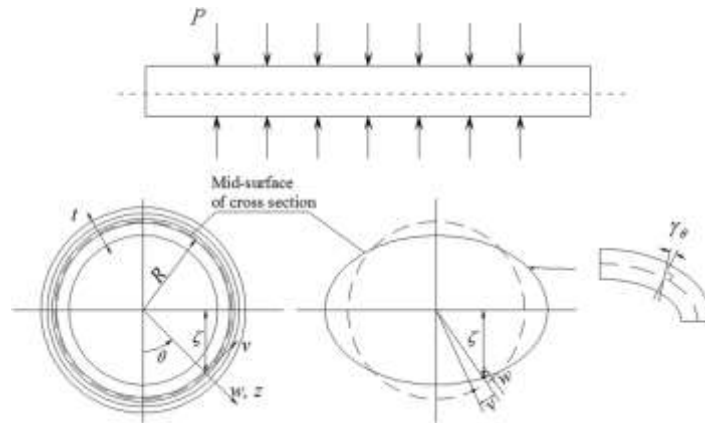
Untuk mencegah terjadinya kegagalan saat pengoperasiannya perlu dilakukan analisa terhadap desain pipa maupun *vessel* yang digunakan untuk acuan desain pipa bawah laut. Perhitungan moda kegagalan harus mencakup desain *internal pressure*, *collapse pressure*, kombinasi tekanan dan bending momen serta *propagation buckling*

### **2.2.4 Desain Untuk *Internal Pressure***

Desain untuk *internal pressure* dibuat agar tahan terhadap tekanan yang disebabkan oleh fluida di dalam pipa dan juga pada saat pipa dilakukan pengujian (*hydrostatic test*). *External pressure* juga dimasukkan pada desain *internal pressure* yang mana tekanan ini mencakup tekanan total yang terjadi dari pipa. Tekanan total pipa maksimum terjadi pada permukaan air laut, dimana *external pressure* sama dengan nol. Untuk proses instalasi, maka tekanan dalam pipa sama dengan nol. (DNV OS-F101)

### **2.2.5 Desain Untuk *Collapse Pressure***

Menurut Braskoro (2004), ketika pipa dimasukkan kedalam air, tekanan hidrostatik akan semakin besar dan dapat menyebabkan keruntuhan terhadap dinding pipa. Perhitungan *pressure containment* tidak dimasukkan pada kondisi ini, sehingga ketebalan dinding pipa harus didesain untuk perhitungan gaya hidrostatik pada kondisi beban dengan kedalaman maksimum.



**Gambar 2.2** Pressure pada pipa

Sumber: (<http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org/>)

### 2.2.6 Desain Kombinasi Untuk Tekanan dan *Bending Moment*

Tekanan yang terjadi pada kondisi ini dapat berupa tekanan eksternal yang diakibatkan oleh aliran fluida diluar pipa. Ketika proses instalasi pipa, tarikan secara aksial dipengaruhi oleh tegangan (*tension*) karena penggunaan tensioner pada *vessel* dan *bending moment* yang dihasilkan oleh *curvature pipeline*. Tekanan eksternal dan tegangan aksial dapat terjadi ketika pipa diluncurkan ke dasar laut selama proses instalasi. Ketika mencapai panjang bentangan (*span*) tertentu maka gaya yang diterima akibat fluida diluar pipa akan semakin besar sehingga hal ini dapat mempengaruhi kekuatan pipa tersebut.

### 2.2.7 Desain Untuk *Buckle Propagation*

Selama proses instalasi dan masa operasi, pipa dapat mengalami kerusakan yang diakibatkan oleh *local buckling*. Ketika hal ini terjadi, maka *buckling* akan merambat sepanjang *pipeline* hingga *external pressure* kurang dari tekanan pada *buckle propagation*. Fenomena ini ditemukan pada tahun 1970 oleh Battele Institute di Ohio. *Buckle propagation* ini dapat dicegah dengan beberapa cara seperti menambah ketebalan dinding pipa ataupun memasang *buckle arrestor* sepanjang pipa yang rentan mengalami *buckle*. Untuk laut dalam biasanya digunakan *buckle arrestor* karena tidak memungkinkan menambah ketebalan dinding pipa sepanjang pipa yang rentan mengalami *buckle* karena membutuhkan biaya yang sangat banyak.

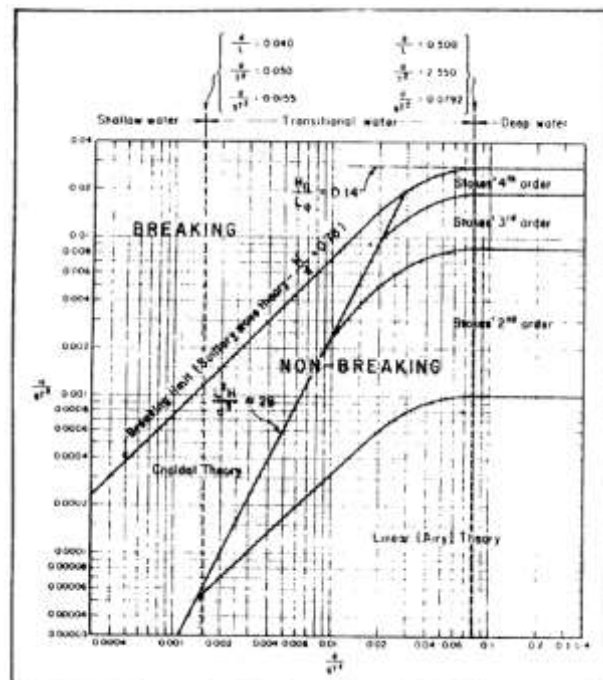
## 2.3 Beban Gelombang

### 2.3.1 Penentuan Teori Gelombang

Penentuan teori gelombang yang akan digunakan dapat dilakukan dengan melihat grafik validitas yang disebut dengan “*Region of Validity of Wave Theories*” dengan beberapa parameter seperti tinggi gelombang (H), periode gelombang (T), dan kedalaman air laut (d). Dengan rumus pendekatan yang diberikan oleh Mousseli pada tahun 1981 sebagai berikut:

$$\frac{H}{gT^2} \text{ dan } \frac{d}{gT^2} \quad (2.1)$$

Hasil dari persamaan diatas kemudian diaplikasikan ke grafik teori gelombang seperti berikut



Gambar 2.3 Grafik region of validity of wave theories

Sumber: A.H Mousselli, 1981.

### 2.3.2 Teori Gelombang

#### 2.3.2.1 Teori Gelombang Stokes

Teori ini termasuk teori gelombang *non linear* untuk laut dalam yang memerlukan tingkat akurasi yang lebih tinggi dibanding dengan teori gelombang linear. Teori gelombang stokes merupakan ekspansi potensial kecepatan sebagai deret

parameter yang bergantung pada amplitudo dan panjang gelombang. Teori ini memasukkan kecepatan potensial dalam persamaan *Laplace* dan syarat batas dasar laut. Stokes mengembangkan teori orde dua untuk gelombang yang mempunyai tinggi gelombang kecil tapi berhingga.

### 2.3.2.2 Teori Gelombang Airy

Menurut Dawson, persamaan kecepatan dan percepatan partikel gelombang pada arah horisontal dan vertikal untuk teori *Airy* dapat diketahui sebagai berikut:

$$\text{Percepatan horisontal : } u = \frac{\omega H}{2} \frac{\cosh ky}{\sinh kh} \cos(kx - \omega t) \quad (2.2)$$

$$\text{Percepatan vertikal : } v = \frac{\omega H}{2} \frac{\sinh ky}{\sinh kh} \sin(kx - \omega t) \quad (2.3)$$

### 2.3.2.3 Kecepatan Partikel Efektif

Kecepatan partikel efektif adalah

Kecepatan partikel efektif dirumuskan sebagai integral dari kuadrat kecepatan arus ( $U$ ) yang melintasi pipa dibagi dengan diameter pipa ( $D$ ).

$$U_e^2 = \frac{1}{D} \int U^2(y) dy \quad (2.4)$$

Untuk menentukan kecepatan vertikal air pada kedalaman tertentu, Mousselli memberikan persamaan kecepatan partikel efektif sebagai berikut:

$$\frac{U}{U_0} = \left(\frac{y}{y_0}\right)^{1/7} \quad (2.5)$$

Keterangan :

$U$  = Kecepatan partikel air pada ketinggian  $y$  dari *seabed* (m/s)

$U_0$  = Kecepatan pada ketinggian  $y_0$  dari *seabed* (m/s)

$y_0$  = Ketinggian  $V_0$  dari *seabed* (m)

$y$  = Ketinggian  $V$  dari *seabed* (m)

Dengan mensubstitusikan kedua persamaan diatas, maka diperoleh:

$$U_e = 0,778 U_0^2 \left(\frac{D}{y_0}\right)^{0,286} \quad (2.6)$$

Arah kecepatan partikel air yang digunakan adalah normal terhadap pipa. Apabila kecepatan partikel air datang pada arah tertentu maka perlu diketahui sudut datang

terhadap arah normal pipa. Sehingga kecepatan partikel normal pipa diperoleh seperti rumus berikut:

$$V_N = V_{abs} \cos \theta \quad (2.7)$$

Keterangan :

$V_N$  = Kecepatan normal (m/s)

$V_{abs}$  = Kecepatan absolut (m/s)

## 2.4 Spektrum Gelombang

Spektrum gelombang secara umum mengacu pada beberapa parameter, misalnya tinggi gelombang signifikan dan periode gelombang. Spektrum dengan parameter tunggal yang sering digunakan yaitu model *Pierson-Moskowitz* (1964) yang mengacu pada parameter tinggi gelombang signifikan atau kecepatan angin. Selain itu, terdapat spektrum dengan parameter ganda yang biasa digunakan yaitu spektrum *Bretschneider* (1969), *Scott* (1965), dan *ITTC* (1964). Sedangkan spektrum *Jonswap* didasarkan pada percobaan yang dilakukan di *North Sea*. Persamaan untuk spektrum *Jonswap* dapat ditulis dengan memodifikasi dari spektrum *Pierson-Moskowitz* yaitu:

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp \left[ -1,25 \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^{-4} \right] \exp \left[ \frac{-(\omega - \omega_0)^2}{2\tau^2 \omega_0^2} \right] \quad (2.8)$$

Keterangan :

$\gamma$  = Peak enhancement factor

$\omega_p$  = Peak wave-frequency

$$\tau = \begin{cases} 0.07 & \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \omega > \omega_p \end{cases}$$

$\tau$  = Shape parameter

$\alpha = 0,076 (x_0)^{-0,22}$

$\alpha = 0,0081$  (ketika x tidak diketahui)

$\omega_0 = 2\pi(g/U_\omega) (x)^{-0,33}$

$x_0 = gx/ U_\omega^2$



Spektrum biasanya mempertimbangkan dua parameter yaitu  $\gamma$  dan  $\omega$ ,  $\omega$  dan  $\alpha$  serta  $\tau_a$  dan  $\tau_b$ . Nilai dari  $\gamma$  dapat ditentukan melalui beberapa cara, antara lain menggunakan rumus *Touretzhaugen et al* (1985) sebagai berikut:

$$\gamma = \exp \left[ 3,4843 \left( 1 - 0,1975 \left( 0,036 - 0,0056 \frac{T_p}{\sqrt{(Hs)}} \right) \frac{T_p^4}{Hs^2} \right) \right] \quad (2.9)$$

Sedangkan cara kedua yaitu dengan data yang diperoleh dari lapangan menurut kondisi laut yang bersangkutan. Kemudian alternatif atau cara yang ketiga yaitu melalui besarnya fetch dan kecepatan angin yang diasumsikan besar nilainya berkisar  $1 < \gamma < 7$  atau yang terakhir bisa diambil nilai mean  $\gamma$  sebesar 3,3 dengan standart deviasi sebesar 0,79.

#### 2.4.1 Respon Gerakan Pada Gelombang Irregular

*Respon Amplitude Operator* (RAO) adalah fungsi respon struktur akibat beban gelombang yang mengenai struktur tersebut pada frekuensi tertentu. RAO dapat disebut sebagai *transfer function* karena RAO merupakan alat untuk mentransfer beban luar (gelombang) dalam bentuk respon pada sebuah struktur. Pada buku Battacharya (1978), analisa untuk RAO adalah:

1. Membuat plot spektrum gelombang  $S(\omega)$  yang sesuai dengan obyek analisa

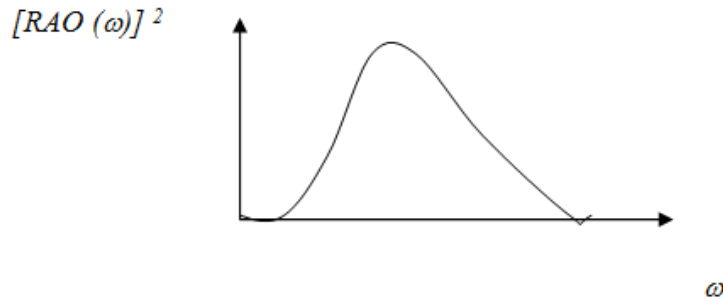


2. Membuat plot spektrum respon pada gelombang *regular* ( $\theta$ )



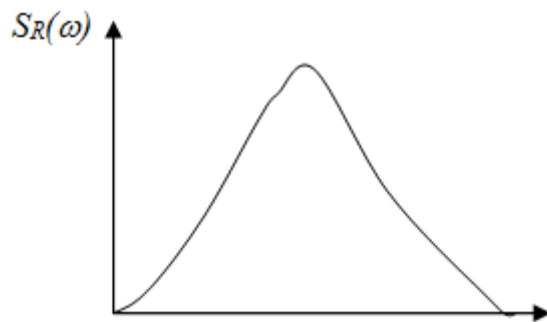
3. Membuat plot spektrum kuadrat dari RAO untuk mentransfer spektrum pada langkah ke-2 menjadi spektrum respon gelombang *irreguler*.

$RAO(\omega) = \theta/\eta_a$ , dimana  $\eta_a$  adalah amplitudo gelombang.



4. Membuat plot spektrum respon pada gelombang *irreguler* dengan persamaan:

$$S_R(\omega) = [RAO(\omega)]^2 S(\omega)$$



5. Penentuan karakteristik gerakan yang diperlukan dengan menggunakan luas area ( $m_0$ ) dibawah plot spektrum pada langkah ke-4

$$\theta_{1/3} = 2 m_0^{0.5} \quad (2.10)$$

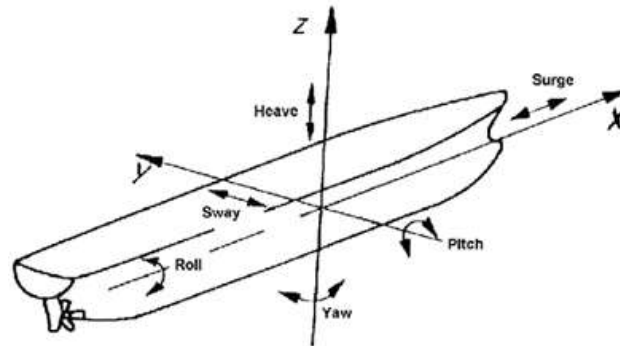
$$\theta_{ekstrim} = \left[ 2 \ln \left\{ \frac{6\sigma^2 T}{2\pi} \sqrt{\frac{m_2}{m_0}} \right\} \right]^{1/2} \sqrt{m_0} \quad (2.11)$$

#### 2.4.2 Respon Dinamis Struktur Terapung Terhadap Eksitasi Beban Gelombang

Struktur terapung pasti mengalami gerak osilasi. Gerak osilasi ini terdiri dari 6 macam gerakan, yaitu 3 macam gerakan lateral dan 3 macam gerakan rotasional dalam 3 arah sumbu pergerakan. Keenam gerakan tersebut adalah sebagai berikut:

- a. *Surging* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu-x
- b. *Swaying* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu-y

- c. *Heaving* : Gerakan osilasi lateral pada sumbu-z
- d. *Rolling* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu-x
- e. *Pitching* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu-y
- f. *Yawing* : Gerakan osilasi rotasional terhadap sumbu-z



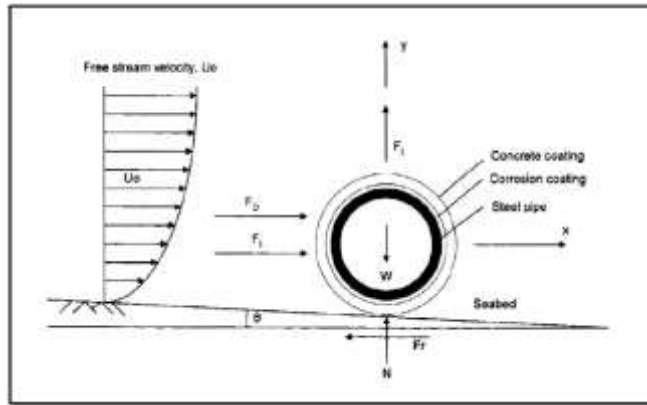
*Gambar 2.4 Enam derajat gerakan kebebasan struktur*

## 2.5 Analisis Gaya dan Tegangan Pipa

### 2.5.1 Gaya Hidrodinamis Pipa

Pipa dapat dikatakan stabil apabila dapat menerima beban lingkungan yang ekstrim maupun siklis dan tetap berada pada tempatnya. Pipa hanya mengandalkan beratnya sendiri untuk menjaga kestabilannya dari beban-beban lingkungan ketika berada di dasar laut. Stabilitas pipa sendiri dapat dibagi menjadi stabilitas lateral dan stabilitas vertikal. Untuk stabilitas lateral, kestabilan dari pipa dipengaruhi oleh gaya hidrodinamis yang diakibatkan oleh adanya aliran air laut di sekitar pipa. Aliran tersebut dapat dijabarkan dalam bentuk komponen kecepatan dan percepatan relatif partikel air. Sedangkan untuk stabilitas vertikal, kestabilan pipa ditentukan oleh besarnya rentang *specific gravity* terhadap *specific gravity* tanah. Pipa yang meletak di *seabed* akan menerima beberapa gaya. Gaya-gaya tersebut antara lain:

- Gaya berat pipa
- Gaya *drag*
- Gaya inersia
- Gaya angkat (*lift*)
- Gaya gesek



**Gambar 2.5** Gaya yang bekerja pada pipa.

Sumber: A.H Mousselli, (1981)

Keterangan :

$W$  = Berat pipa (lb/ft)

$F_D$  = Drag force (lb)

$F_I$  = Inertia force (lb)

$F_L$  = Lift force (lb)

$N$  = Gaya normal (lb)

$F_r$  = Tahanan gesek (lb)

$U$  = Kecepatan aliran pada lapisan batas (ft/sec)

$\theta$  = Kemiringan dasar laut (deg)

Pipa dapat dikatakan stabil apabila memenuhi persamaan sebagai berikut:

$$\text{Gaya horisontal (x)} : F_D + F_I - F_r - W_{\sin \theta} = 0 \quad (2.12)$$

$$\text{Gaya vertikal (y)} : N + F_L - W_{\cos \theta} = 0 \quad (2.13)$$

Dimana  $F_r = \mu N$

Dengan menggabungkan ketiga persamaan diatas maka didapat:

$$F_D + F_I + \mu (F_L - W_{\cos \theta}) = W_{\sin \theta} \quad (2.14)$$

Sehingga dapat diperoleh berat minimum pipa dengan persamaan:

$$W = \frac{F_D + F_I + \mu F_L}{\mu \cos \theta + \sin \theta} \quad (2.15)$$

Untuk kemiringan dasar laut  $\theta = 0^\circ$  maka:

$$W = F_L + \left( \frac{F_D + F_I}{\mu} \right) \quad (2.16)$$

Untuk menghitung gaya *drag* dan gaya inersia dapat menggunakan persamaan morrison. Sedangkan untuk menghitung gaya-gaya horisontal akibat adanya keseragaman arus pada silinder dapat dilihat pada persamaan berikut ini:

$$F_D = \frac{1}{2} \rho C_D D U_e^2 \quad (2.17)$$

$$F_I = \left( \frac{1}{4} \pi D^2 \right) \rho C_M (du/dt) \quad (2.18)$$

Sedangkan untuk menghitung gaya *lift* menggunakan persamaan berikut ini:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho C_L D U_e^2 \quad (2.19)$$

Dimana :

$F_D$  = Gaya *drag* (lb)

$F_I$  = Gaya inersia (lb)

$F_L$  = Gaya angkat (*lift*) (lb)

$\rho$  = Densitas air laut ( $\text{kg/m}^3$ )

$D$  = Diameter luar pipa (m)

$U_e$  = Kecepatan efektif horisontal partikel air (m/s)

$C_L$  = Koefisien *lift*

$du$  = Percepatan horisontal partikel air ( $\text{m/s}^2$ )

$C_D$  = Koefisien *drag* hidrodinamis

$C_M$  = Koefisien inersia hidrodinamis

### 2.5.2 Effective Axial Force

Pada saat *laying* pipa akan terjadi tegangan longitudinal sepanjang sumbu pipa yang diakibatkan oleh tegangan-tegangan lainnya yang mempengaruhi seperti *bending stress*, *thermal stress*, *hoop stress* serta *end cap forced induced stress*. Berdasarkan DNV OS F101, tegangan axial yang diperoleh tersebut kemudian akan dikalikan dengan faktor pembebanan yang ada. Kombinasi tegangan yang terjadi dapat diperoleh rumus seperti berikut ini :

$$S_{sd} = S_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + S_E \cdot \gamma_E + S_I \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + S_A \cdot \gamma_A \cdot \gamma_C \quad (2.20)$$

Keterangan :

$S_{sd}$  = *Effective Axial Force* (KN)

$S_F$  = *Functional Axial Force* (KN)

$\gamma_F$	= Functional Load
$\gamma_C$	= Condition Load Effect Factor
$S_E$	= Functional Environmental Force (KN)
$\gamma_E$	= Environmental Load
$S_I$	= Functional Interference Force (KN)
$S_A$	= Functional Accidental Force (KN)
$\gamma_A$	= Accidental Load

### 2.5.3 Equivalent Stress

Tegangan ekuivalen yang terjadi pada pipa merupakan tegangan kombinasi antara *hoop stress* dan juga *longitudinal stress* (Bai, Yong. 2014). Berikut ini merupakan rumus dari *equivalent stress*:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - \sigma_h \sigma_l} \quad (2.21)$$

Keterangan :

$\sigma_{eq}$	= Equivalent stress (KN/m <sup>2</sup> )
$\sigma_l$	= Longitudinal stress (KN/m <sup>2</sup> )
$\sigma_h$	= Hoop stress (KN/m <sup>2</sup> )

### 2.6 Local Buckling Check

Cek *local buckling* dilakukan agar nilai-nilai yang telah diperoleh seperti tegangan aksial, *bending moment* dan *external overpressure* dicek apakah sudah memenuhi seperti yang terdapat pada DNV OS-F101:

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left( \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (2.22)$$

Keterangan :

$M_{Sd}$	= Bending moment (Kn.m)
$S_{Sd}$	= Effective axial force (Kn)
$p_i$	= Internal pressure (MPa)
$p_e$	= External pressure (MPa)
$p_b$	= Bursting pressure (MPa)
$S_p M_p$	= Plastic capacities for a pipe

$\alpha_c$  = Flow stress parameter

$\alpha_p$  = Account for effect of D/t<sub>2</sub> ratio

$$S_p(t) = f_y \cdot \pi \cdot (D - t) \cdot t \quad (2.23)$$

$$M_p(t) = f_y \cdot (D - t)^2 \cdot t$$

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y} \quad (2.24)$$

$$\alpha_p = \begin{cases} 1 - \beta & \frac{P_i - P_e}{P_b} < \frac{2}{3} \end{cases} \quad (2.25)$$

$$\alpha_p = \begin{cases} 1 - 3\beta \left( 1 - \frac{P_i - P_e}{P_b} \right) & \frac{P_i - P_e}{P_b} \geq \frac{2}{3} \end{cases} \quad (2.26)$$

$$\beta = \frac{60 - D/t_2}{90} \quad (2.28)$$

## 2.7 Permodelan Dengan Software

Permodelan material yang dilakukan mengikuti permodelan *Ramberg-Osgood*.

Menurut *Ramberg-Osgood* permodelan material dinyatakan dengan persamaan:

$$\frac{\kappa}{K_y} = \frac{M}{M_y} + A \left( \frac{M}{M_y} \right)^B \quad (2.29)$$

Dimana :

K : Kurvatur dari pipa (m)

M : Bending moment dari pipa (KN.m)

M<sub>y</sub> : 2 . I<sub>c</sub> . σ<sub>y</sub>/D

K<sub>y</sub> : 2 . σ<sub>y</sub>/(E x D)

E : Modulus elastisitas material baja (MPa)

D : Diameter pipa (m)

I<sub>c</sub> : Momen inersia pipa (kg.m<sup>2</sup>)

σ<sub>y</sub> : Tegangan elastis nominal pipa (MPa)

A,B : Koefisien Ramberg Osgood

Pada program *orcaflex*, material pipa, *stinger*, *laybarge* dan dasar laut akan dimodelkan dengan permodelan elemen yang sesuai berdasarkan data yang dimasukkan.

*Software orcaflex* dapat melakukan analisis antara lain :

1. Analisis statis dan dinamis pada kasus instalasi pipa lepas pantai dengan metode S-Lay dan J-Lay
2. Melakukan analisis permulaan perletakan pipa dan *abandonment and recovery*
3. Menghitung besar tegangan statis, panjang *span* dan defleksi pada pipa
4. Analisis *davit lifting* dan *tie in*

Pada pipa dan kabel dimodelkan sebagai elemen beam yang terbentang mulai dari *lineup station* hingga dasar laut. Elemen-elemen khusus yang lain digunakan untuk memodelkan penumpu pipa, *tensioner*, *laybarge*, dan *stinger*. Sementara dasar laut dimodelkan sebagai pondasi kontinyu elastis dengan faktor gesekan tertentu dari tanah. *Software Orcaflex* terdiri dari program utama dan serangkaian pilihan modul. Program utama digunakan untuk melakukan proses analisi elemen hingga yang dikembangkan secara khusus untuk permodelan dari struktur beam dan kabel yang tidak linear. Setiap modul membantu dalam melakukan analisis setiap masalah yang dihadapi saat proses instalasi dan operasi lapangan minyak bumi dan gas lepas pantai. Secara umum kemampuan *software* dapat dijabarkan sebagai berikut:

1. Permodelan elemen hingga untuk keseluruhan bagian pipa, termasuk didalamnya *stinger* dan *seabed*.
2. Permodelan elemen hingga secara otomatis akan dihasilkan dari input data yang diberikan oleh *user*.
3. Hasil keluaran dari program ini terdapat penjelasan konfigurasi dari *laybarge* dan *stinger* yang bisa dijadikan referensi.
4. Dalam proses analisis *pipelaying* menghitung tekanan pipa pada daerah *overbend* dan *sagbend*, menentukan sudut dan kelengkungan pipa di *barge* dan ujung *stinger*, serta menghitung posisi pendaratan pipa di dasar laut



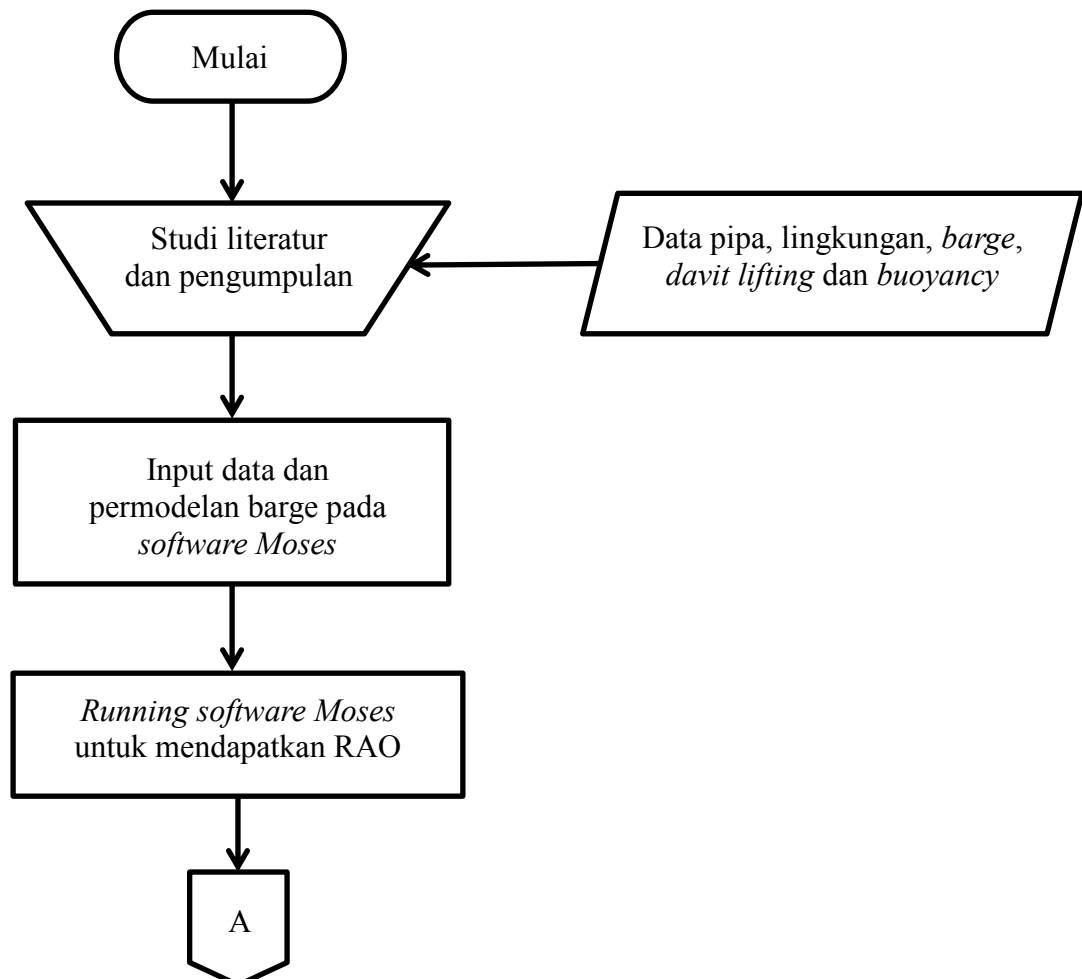
5. Dalam analisis *davit lifting*, menghitung tegangan pipa dan geometri dari *davit supported pipa* dan *unsupported span*, menghitung panjang dan tegangan dari *davit line*, serta menghitung posisi pendaratan pipa di dasar laut.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

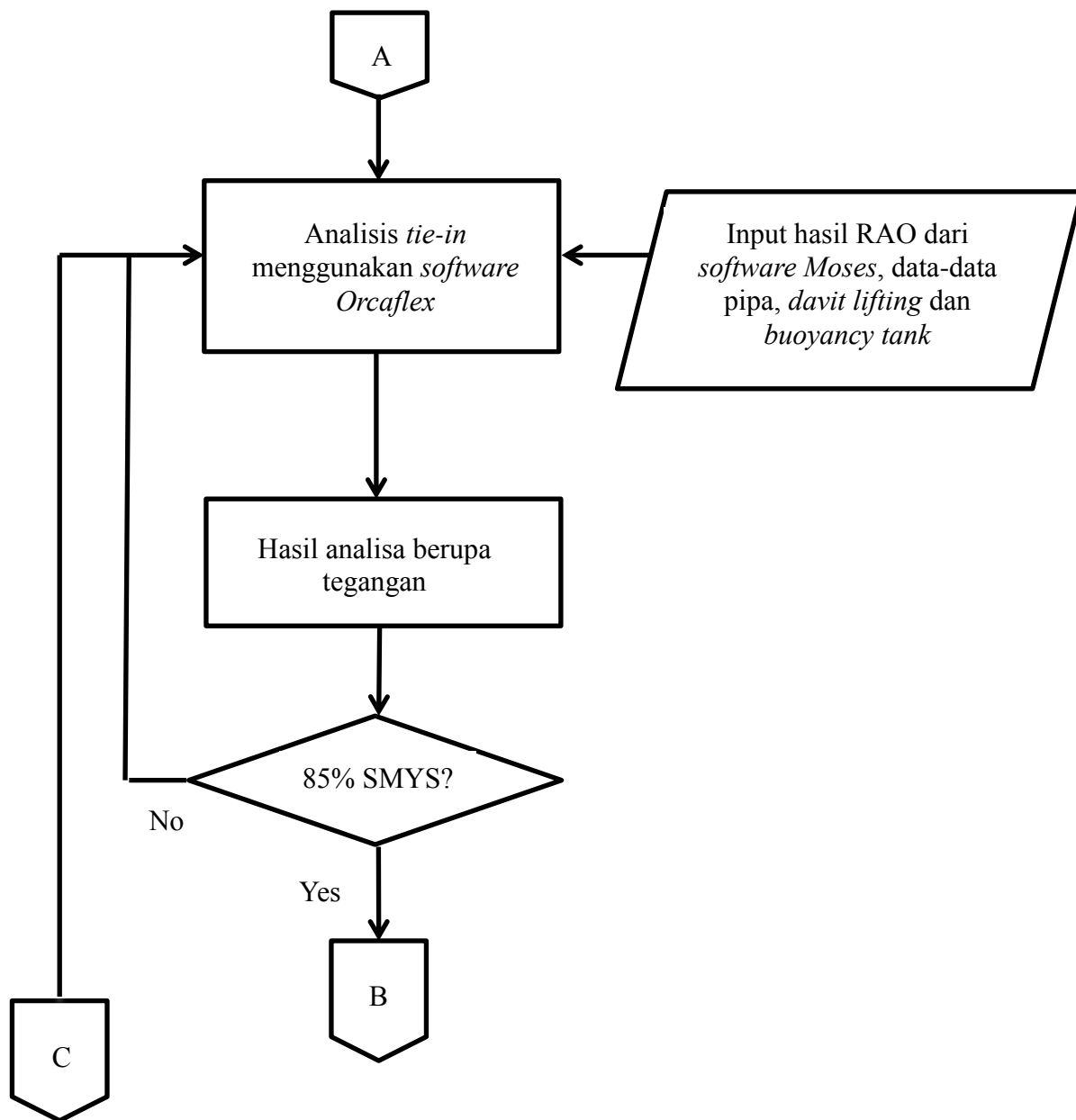
## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Metodologi Penelitian

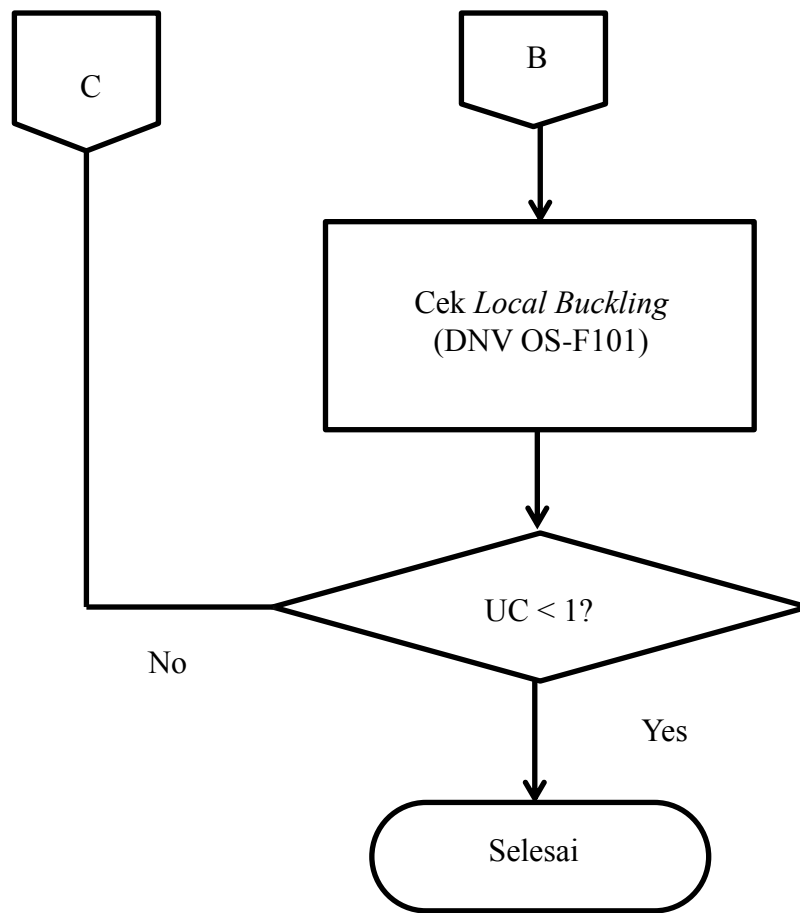
Pada saat instalasi, pipa menerima gaya *external* dari beban arus dan gelombang. Gaya tersebut dapat menyebabkan kegagalan pada pipa apabila melebihi tegangan yang diijinkan. Oleh karena itu dibutuhkan analisis dengan susunan yang sistematis sehingga dapat mengetahui besarnya pengaruh yang ditimbulkan oleh gaya *external* tersebut. Untuk alur pengerjaan tugas akhir ini akan ditampilkan pada *flowchart* di bawah ini:



*Gambar 3.1a Diagram alir urutan pengerjaan tugas akhir*



Gambar 3.1b Diagram alir pengerjaan tugas akhir



*Gambar 3.1c Diagram alir pengerjaan tugas akhir*

### 3.2 Studi Literatur dan Pengumpulan Data

Pada sub bab ini akan dilakukan pengumpulan data berupa data lingkungan, profil barge, data pipa, dll sebagai pendukung penelitian ini. Selain dilakukan pengumpulan data, perlu dilakukan studi literatur yang dapat berupa buku, jurnal, *thesis*, *codes* dan sebagainya sebagai penunjang atau acuan pada pengerjaan tugas akhir ini.

### 3.3 Permodelan *Moses*

Data yang digunakan sebagai input pada *software Moses* ini adalah profil dari vessel yang akan digunakan untuk proses *above water tie-in* (AWTI) yaitu barge Onasis 10. Data atau profil dari barge Onasis 10 adalah sebagai berikut:

**Tabel 3.1** Profil Barge Onasis 10

Description	Unit	Value
Length Overall	m	70,1
Length Between Perpendicular	m	70,1
Bread Moulded	m	24,4
Depth Moulded	m	4,267
Design Draft	m	3,06

Sumber : Dokumen Kerja Praktek PT.PGAS Solution

Data yang dibutuhkan untuk permodelan ini selain dari data *barge*, dibutuhkan juga data lingkungan. Data lingkungan yang digunakan yaitu sebagai berikut:

**Tabel 3.2** Data Lingkungan

Parameter	Unit	Value
Maximum Wave Height	m	0,930
Associated Peak Period	s	3,200
Surface Current Velocity	m/s	0,033
Surface Wind Velocity	m/s	8,000

Sumber : Dokumen Kerja Praktek PT.PGAS Solution

### 3.4 Permodelan *Software Orcaflex*

Data-data yang diperlukan untuk permodelan pada *software* ini adalah data lingkungan tempat berlangsungnya proses *above water tie-in* (AWTI) dan data dari pipa itu sendiri. Berikut ini adalah data dari lingkungan tempat *above water tie-in* (AWTI) berlangsung dan data pipa:

**Tabel 3.3 Pipeline Data**

Description	Unit	Remarks
<b>Pipe Parameter</b>		
Outside Diameter	mm (inch)	355,6 (14)
Wall Thickness	mm	11,9
Material Grade	-	DNV 450D
Line Pipe Material	-	HFW
SMYS	MPa (ksi)	450 (65)
Linear Coefficient of Thermal Expansion	m/m.°C	$1,17 \times 10^{-5}$
Modulus of Elasticity	MPa	$2,07 \times 10^5$
Poisson's Ratio	-	0,3
Density of Steel Pipe	kg/m <sup>3</sup>	7850
<b>Pipeline Coating Data</b>		
Anti Corrosion Coating	-	3-LPE
	mm	3
	kg/m <sup>3</sup>	900
Concrete Coating	mm	57
	kg/m <sup>3</sup>	3044

Sumber : Dokumen Kerja Praktek PT.PGAS Solution

Setelah dianalisis menggunakan *software orcaflex* , hasil running tersebut berupa tegangan aksial efektif akan dicek terhadap SMYS seperti yang dianjurkan pada *codes* DNV OS F101. Apabila memenuhi, maka akan dilanjutkan ke tahap

berikutnya yaitu cek *local buckling*. Apabila tidak memenuhi, maka akan diulang mulai dari pemodelan pada *software*.

### **3.5 Perhitungan *Local Buckling***

Dengan menggunakan acuan pada *codes* DNV OS F101, perhitungan local buckling pada pipa ketika proses *above water tie-in* dilakukan sebagai berikut ini:

1. Penentuan *limit state* (SLS/ULS/ALS/ILS).
2. Penentuan *load effect* atau *seabed factor*.
3. Penentuan *design factor*.
4. Penentuan *fabrication factor*.
5. Melakukan perhitungan pada pipa (*external pressure, pressure containment, axial force plastic capacity, moment plastic capacity, elastic collapse pressure* dan *minimum pressure*).
6. Hitung dan cek *local buckling*.

Apabila kondisi pipa memenuhi, yaitu  $uc < 1$  maka penelitian ini dinyatakan telah selesai.



## BAB IV

### ANALISA DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai hasil yang telah didapatkan dari pengerjaan yang telah dilakukan. Pembahasan yang pertama kali dilakukan yaitu memodelkan barge sesuai data kemudian menganalisa bagaimana perilaku gerak dari Barge Onasis 10 ketika kondisi terapung bebas yang akan ditunjukkan oleh grafik RAO (*Response Amplitude Operator*).

#### 4.1 Permodelan Barge

Dalam memodelkan Barge Onasis 10 ini, software yang digunakan yaitu *Moses*. Dimana barge dimodelkan sesuai *principal dimension* dari data barge Onasis 10 yang ada. Tabel di bawah ini adalah data dari barge Onasis 10.

**Tabel 4.1** Data Barge Onasis 10

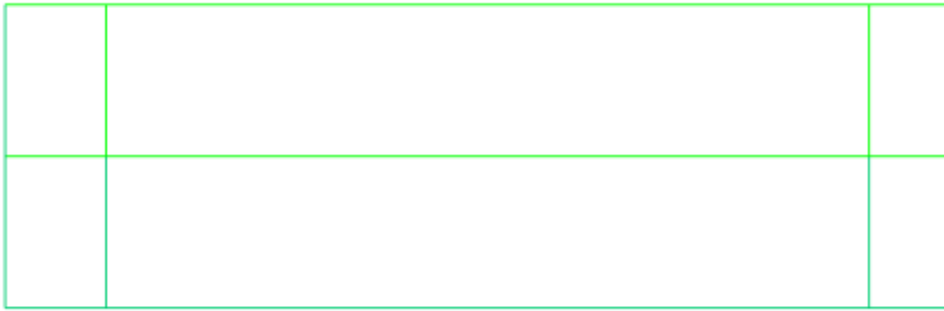
Description	Unit	Value
Length Overall	m	70,1
Length Between Perpendicular	m	70,1
Bread Moulded	m	24,4
Depth Moulded	m	4,27
Maximum Draft	m	3,06

Sumber : Dokumen Kerja Praktek PT.PGAS Solution

Di bawah ini merupakan hasil permodelan dari *software Moses*:



**Gambar 4.1** Model Barge Onasis 10 Tampak 3D



**Gambar 4.2** Model Barge Onasis 10 Tampak Atas



**Gambar 4.3** Model Barge Onasis 10 Tampak Depan



**Gambar 4.4** Model Barge Onasis 10 Tampak Samping

Hasil analisa diatas merupakan *output* dari *software Moses*. Pada saat kondisi *full load* yaitu sarat 3,06 m, displacement dari barge Onasis 10 yaitu sebesar 4776,8 ton. *Displacement* dari model tersebut masih memenuhi batas toleransi sebesar 0,2% dari batas yang diijinkan yaitu 2%.

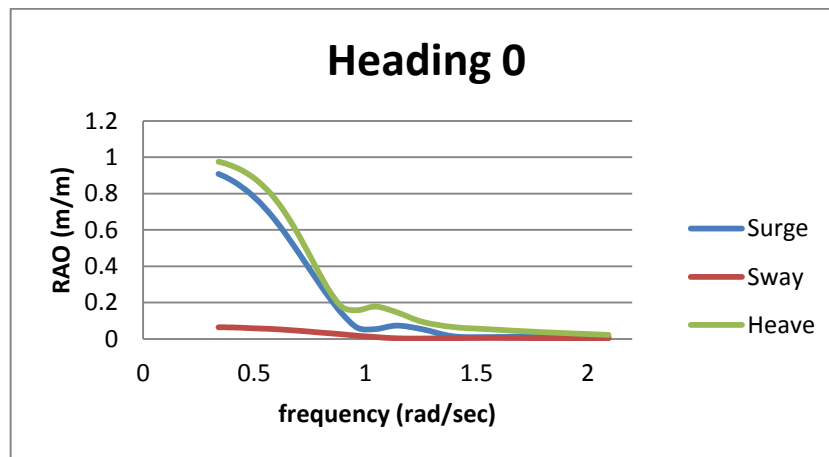
**Tabel 4.2** Validasi model

	Moses	Data	Selisih	Status
Displacement	4776	4777	0,2 %	Ok

#### 4.2 Analisa *Free Floating Barge Onasis 10*

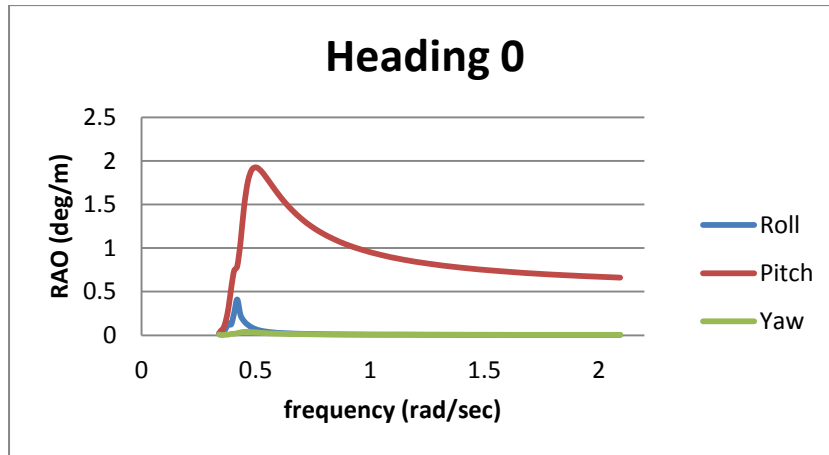
Dalam pengerjaan tugas akhir ini, *motion* dari barge Onasis 10 yang dianalisis adalah dalam keadaan *full load* dan kondisi *free floating* pada kondisi lingkungan dengan spektrum Jonswap. *Output* yang dihasilkan berupa grafik RAO (*Response Amplitude Operator*) dengan arah pembebanan  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$  dan  $180^\circ$ . Grafik RAO tersebut akan menunjukkan karakteristik pergerakan barge akibat beban lingkungan dengan enam derajat kebebasan. Analisa grafik RAO dari *software MOSES* untuk gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* dan *yaw* dapat dilihat pada gambar dibawah ini.

Pada gambar 4.5 dibawah ini dapat diketahui bahwa respon terbesar pada arah pembebanan  $0^\circ$  untuk gerakan translasional terjadi pada heave ketika frekuensi 0,33 rad/sec dengan nilai sebesar 0,961 m/m, kemudian menurun hingga frekuensi 0,83 dengan nilai sebesar 0,187 m/m dan mengalami kenaikan lagi sampai 0,223 m/m pada frekuensi 0,96 rad/sec. Nilai response tersebut kemudian menurun hingga frekuensi 2,09 rad/sec dengan nilai sebesar 0,009 m/m. Sedangkan untuk gerakan sway hampir tidak terjadi pada *heading*  $0^\circ$ .



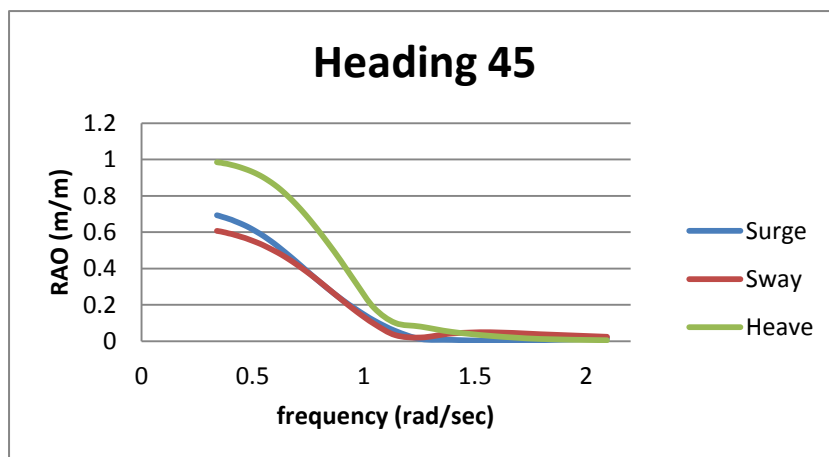
Gambar 4.5 Grafik RAO *Heading*  $0^\circ$  Gerakan Translasi Barge Onasis 10

Untuk gerakan rotasional, nilai RAO terbesar terjadi pada gerakan *pitch* yang mempunyai nilai RAO sebesar 1,925 deg/m pada frekuensi 0,502 rad/sec, kemudian menurun hingga 0,661 deg/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Untuk gerakan *yaw* tidak terlalu besar pada *heading*  $0^\circ$ .



**Gambar 4.6** Grafik RAO *Heading* 0° Gerakan Rotasional Barge Onasis 10

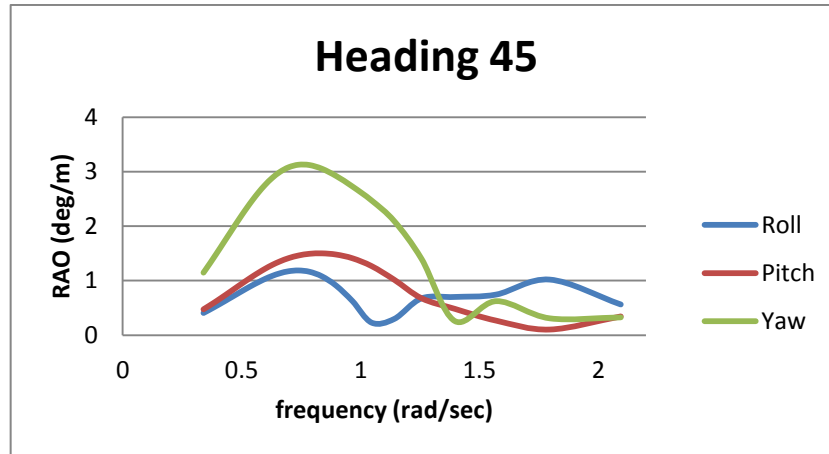
Untuk *heading* 45° pada grafik RAO, nilai terbesar untuk gerakan translasional terjadi pada gerakan heave dengan nilai terbesar yaitu 0,99 m/m pada frekuensi 0,33 rad/sec, kemudian menurun hingga frekuensi akhir yaitu 2,09 rad/sec dengan nilai sebesar 0,004 m/m. Untuk gerakan surge terbesar terjadi pada frekuensi 0,33 rad/sec dengan nilai sebesar 0,693 m/m kemudian menurun hingga frekuensi 2,09 rad/sec dengan nilai 0,002 m/m. Gambar grafik RAO *heading* 45° gerakan translasional dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



**Gambar 4.7** Grafik RAO *Heading* 45° Gerakan Translasional Barge Onasis 10

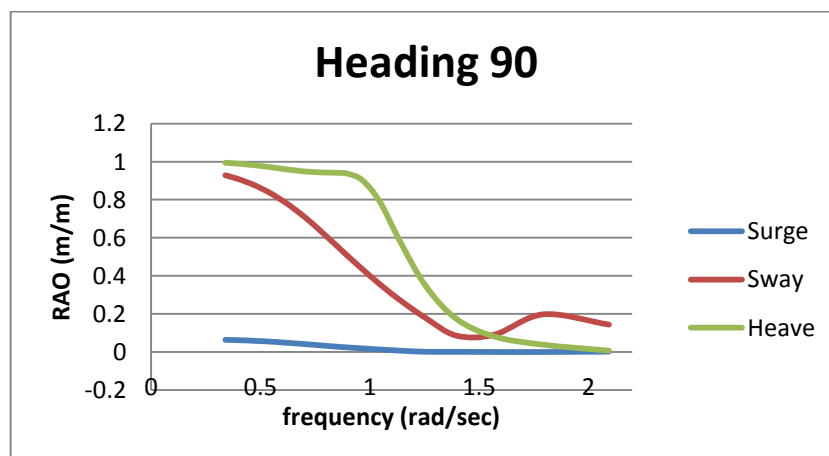
Sedangkan untuk gerakan rotasional pada grafik RAO untuk *heading* 45° paling besar terjadi pada gerakan yaw dengan nilai 3,12 deg/m pada frekuensi 0,73 rad/sec. Kemudian nilainya menurun hingga 0,259 deg/m pada frekuensi 1,39 rad/sec.

rad/sec dan naik lagi hingga 0,624 deg/m dan turun hingga 0,326 deg/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Untuk gerakan roll dan pitch pada *heading* ini nilainya tidak begitu besar apabila dibandingkan dengan gerakan yaw. Selebihnya untuk gambar dapat dilihat seperti dibawah ini.



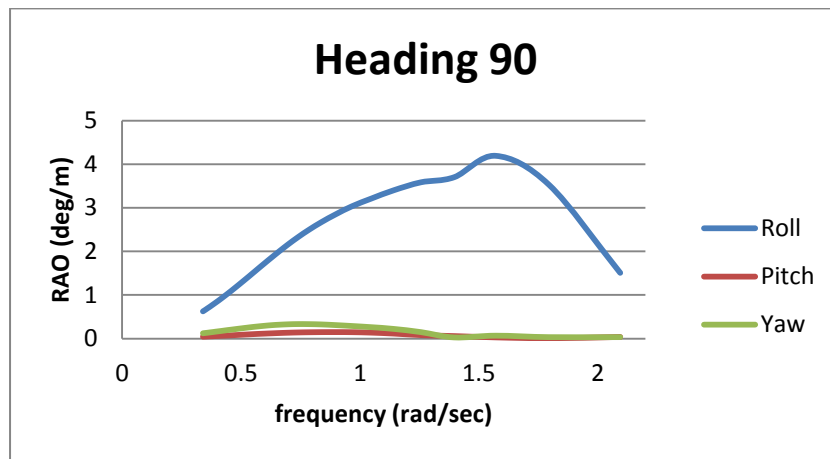
**Gambar 4.8** Grafik RAO *Heading* 45° Gerakan Rotasional Barge Onasis 10

Pada *heading* 90° untuk gerakan translasional memiliki nilai paling besar pada gerakan heave dengan nilai 0,93 m/m pada frekuensi 0,33 rad/sec kemudian turun perlahan hingga frekuensi 0,96 rad/sec dengan nilai 0,902 m/m dan turun lagi hingga 0,00 m/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Berikut ini merupakan grafik RAO gerakan translasional *heading* 90°.



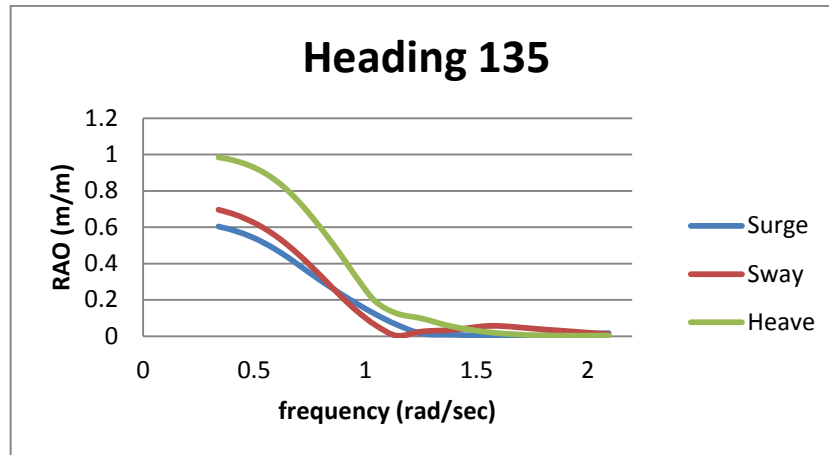
**Gambar 4.9** Grafik RAO *Heading* 90° Gerakan Translasional Barge Onasis 10

Untuk gerakan rotasional pada *heading*  $90^\circ$  gerakan paling besar yang terjadi adalah roll. Gerakan ini memiliki nilai paling besar 4,192 deg/m pada frekuensi 1,57 rad/sec kemudian menurun secara halus hingga 1,508 deg/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Sedangkan untuk gerakan pitch dan yaw hampir tidak terjadi secara signifikan pada *heading*  $90^\circ$ . Berikut ini merupakan gambar grafik gerakan untuk *heading*  $90^\circ$ .



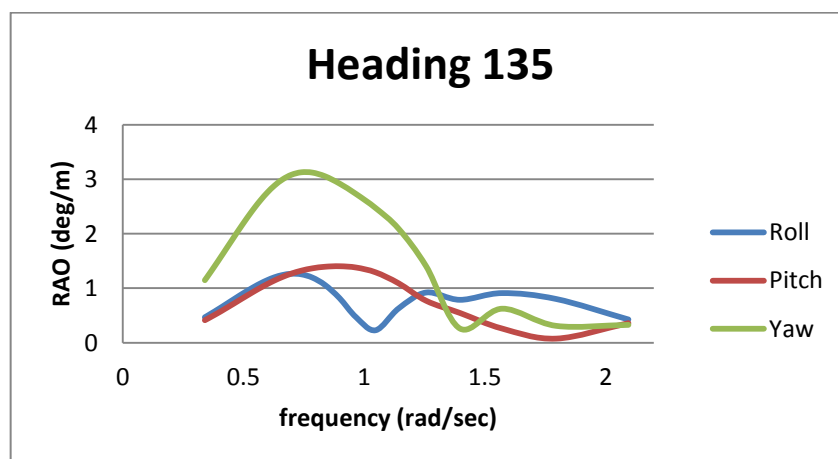
**Gambar 4.10** Grafik RAO *Heading*  $90^\circ$  Gerakan Rotasional Barge Onasis 10

Pada *heading*  $135^\circ$  gerakan translasional yang memiliki nilai RAO paling besar yaitu heave pada frekuensi 0,33 rad/sec dengan nilai 0,99 m/m kemudian menurun drastis hingga frekuensi 1,04 rad/sec dengan nilai 0,19 m/m dan menurun lagi hingga 0,003 m/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Sedangkan untuk gerakan sway hampir memiliki nilai 0,67 m/m pada frekuensi 0,33 rad/sec kemudian turun hingga 0,03 m/m pada frekuensi 1,04 rad/sec dan hampir konstan nilainya sebesar 0,004 m/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Sedangkan untuk gerakan surge nilainya dimulai dari 0,6 m/m pada frekuensi 0,33 rad/sec yang kemudian turun hingga 0,03 m/m pada frekuensi 1,04 rad/sec dan hampir konstan nilainya sebesar 0,004 m/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Dibawah ini merupakan gambar grafik gerakan translasional *heading*  $135^\circ$ .



**Gambar 4.11** Grafik RAO *Heading 135°* Gerakan Translasional Barge Onasis 10

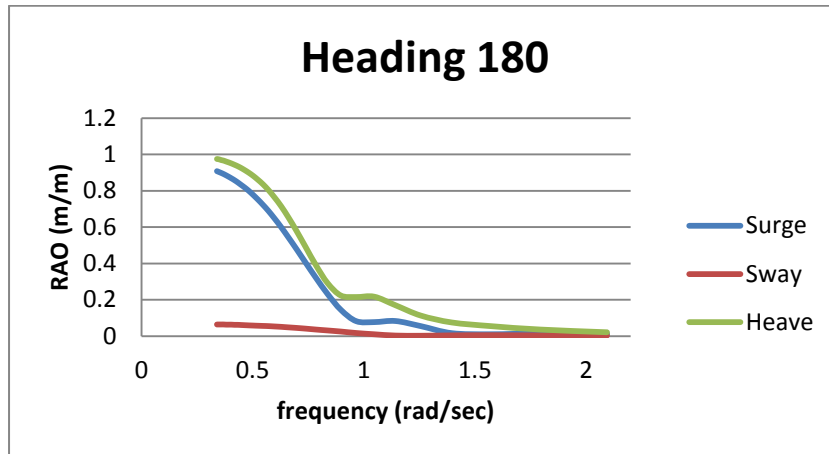
Untuk gerakan rotasional pada *heading 135°* nilai RAO terbesar terjadi pada gerakan Yaw yang dimulai pada frekuensi 0,33 rad/sec dengan nilai 1,147 deg/m kemudian naik hingga 3,127 deg/m pada frekuensi 0,78 rad/sec. Kemudian turun drastis hingga 0,26 deg/m pada frekuensi 1,39 rad/sec. Kemudian naik dan turun lagi hingga frekuensi 2,09 rad/sec dengan nilai RAO sebesar 0,327. Berikut ini merupakan gambar grafik gerakan rotasional pada *heading 135°*.



**Gambar 4.12** Grafik RAO *Heading 135°* Gerakan Rotasional Barge Onasis 10

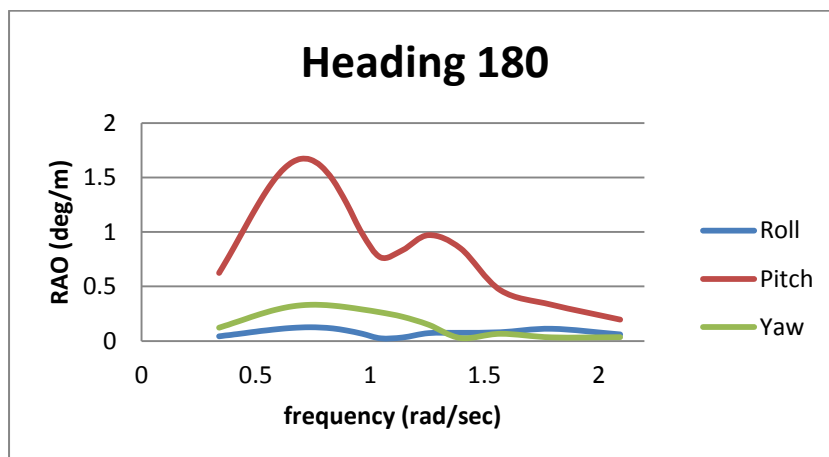
Pada *heading 180°* arah gerakan terbesar terjadi pada gerakan heave untuk gerakan rotasional. Nilai heave dimulai dari 0,96 m/m pada frekuensi 0,33 rad/sec yang kemudian turun hingga 0,196 m/m pada frekuensi 0,83 rad/sec. Nilai ini tidak jauh berbeda dengan gerakan surge dimana nilai tertinggi yaitu 0,93 m/m yang kemudian turun hingga 0,14 m/m pada frekuensi 0,89 rad/sec. Dimana heave

dan surge kemudian turun secara perlahan hingga 0,008 m/m dan 0,014 m/m pada frekuensi 2,09 rad/sec. Untuk gerakan sway hampir tidak terjadi pada *heading* 180°. Berikut ini merupakan grafiknya.



Gambar 4.13 Grafik RAO *Heading* 180° Gerakan Translational Barge Onasis 10

Pada gerakan rotasional *heading* 180°, gerakan yang memiliki nilai RAO paling besar terjadi pada gerakan pitch dengan nilai 1,67 deg/m pada frekuensi 0,698 rad/sec kemudian turun secara perlahan hingga frekuensi akhir 2,09 rad/sec dengan nilai 0,196 deg/m. Untuk gerakan roll sendiri memiliki nilai terbesar yaitu 0,126 deg/m pada frekuensi 0,073 rad/sec. Sedangkan untuk gerakan Yaw memiliki nilai terbesar 0,333 deg/m pada frekuensi 0,73 rad/sec. Berikut merupakan gambar grafik RAO pergerakan rotasional pada *heading* 180°.



Gambar 4.14 Grafik RAO *Heading* 180° Gerakan Rotasional Barge Onasis 10



### 4.3 Analisa Perhitungan Pipa

Tabel 4.3 Data Pipa

Description	Unit	Remarks
<b>Pipe Parameter</b>		
Outside Diameter	mm (inch)	355,6 (14)
Wall Thickness	mm	11,9
Material Grade	-	DNV 450D
Line Pipe Material	-	HFW
SMYS	MPa (ksi)	450 (65)
Linear Coefficient of Thermal Expansion	m/m.°C	$1,17 \times 10^{-5}$
Modulus of Elasticity	MPa	$2,07 \times 10^5$
Poisson's Ratio	-	0,3
Density of Steel Pipe	kg/m <sup>3</sup>	7850
<b>Pipeline Coating Data</b>		
Anti Corrosion Coating	-	3-LPE
	mm	3
	kg/m <sup>3</sup>	900
Concrete Coating	mm	57
	kg/m <sup>3</sup>	3044

Sumber : Dokumen Kerja Praktek PT. PGAS Solution

- Ketebalan dinding pipa ( $t_2$ )

$$\begin{aligned}
 t_2 &= t_{\text{nom}} \\
 &= 11,9 \text{ mm} \\
 &= 0,0119 \text{ m}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

- Diameter Total Pipa ( $D_t$ )

$$\begin{aligned}
 D_t &= D_o + 2 t_{\text{cc}} + 2 t_{\text{jc}} \\
 &= 355,6 + 2 (57) + 2 (3) \\
 &= 475,6 \text{ mm} \qquad \qquad \qquad = 0,4756 \text{ m}
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

- Diameter Dalam Pipa ( $D_i$ )

$$\begin{aligned} D_i &= D_o - 2 t_2 \\ &= 355,6 - 2 (11,9) \\ &= 331,8 \text{ mm} &= 0,3318 \text{ m} \end{aligned} \quad (4.3)$$

- Momen Inersia Steel ( $I_{\text{steel}}$ )

$$\begin{aligned} I_{\text{steel}} &= \pi \frac{D_o^4 - D_i^4}{64} \\ &= \pi \frac{0,3556^4 - 0,3318^4}{64} \\ &= 0,000189865 \text{ m}^4 \end{aligned} \quad (4.4)$$

- Momen Inersia Concrete ( $I_{\text{conc}}$ )

$$\begin{aligned} I_{\text{conc}} &= \pi \frac{D_t^4 - (D_t - 2t_{cc})^4}{64} \\ &= \pi \frac{0,4756^4 - (0,4756 - 0,114)^4}{64} \\ &= 0,00167144 \text{ m}^4 \end{aligned} \quad (4.5)$$

- Internal Cross Section Area ( $A_I$ )

$$\begin{aligned} A_I &= \frac{\pi}{4} D_i^2 \\ &= \frac{\pi}{4} (0,3318)^2 \\ &= 0,0864216234 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (4.6)$$

- Steel Cross Section Area ( $A_S$ )

$$\begin{aligned} A_S &= \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \\ &= \frac{\pi}{4} (0,3556^2 - 0,3318^2) \\ &= 0,0128426942 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (4.7)$$

Menghitung Berat Terendam Pipa:

- Berat Internal Coating ( $W_{ic}$ ) = 0
- Berat Anti Corrosion Coating ( $W_{jc}$ )

$$\begin{aligned} W_{jc} &= \frac{\pi}{4} [(D_o + 2 t_{jc})^2 - (D_o)^2] \rho_{jc} \cdot g \cdot L_p \\ &= \frac{\pi}{4} [(0,3556 + 2 (0,003))^2 - (0,3556)^2] 900 \cdot 9,81 \cdot 12,1 \\ &= 360,876062 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.8)$$

- Berat Isi ( $W_c$ )

$$\begin{aligned} W_c &= A_I \cdot \rho_c \cdot g \cdot L_p \\ &= 0,0864216234 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot 12,1 \\ &= 8719,583151 \end{aligned} \quad (4.9)$$

- Berat Concrete Coating ( $W_{cc}$ )

$$\begin{aligned} W_{cc} &= \frac{\pi}{4} [D_t^2 - (D_o + 2 t_{jc})^2] \rho_{cc} \cdot g \cdot (L_p - 2 F_{jc}) \\ &= \frac{\pi}{4} [(0,4756)^2 - (0,3556 + 2 (0,003))^2] 3044 \cdot 9,81 \cdot (12,1 - 2 (0,3)) \\ &= 25728,54482 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.10)$$

- Berat Steel ( $W_s$ )

$$\begin{aligned} W_s &= A_s \cdot \rho_s \cdot g \cdot L_p \\ &= 0,0128426942 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 12,1 \\ &= 11966,859057 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.11)$$

- Berat Field Joint Coating ( $W_{Fjc}$ )

$$\begin{aligned} W_{Fjc} &= \frac{\pi}{4} [D_t^2 - (D_o + 2 t_{jc})^2] \rho_{jc} \cdot g \cdot 2 L_{Fjc} \\ &= \frac{\pi}{4} [(0,4756)^2 - (0,3556 + 2 (0,003))^2] 1025 \cdot 9,81 \cdot 2 (0,3) \\ &= 452,0098 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.12)$$

- Buoyancy per Meter

$$\begin{aligned} F_b &= \frac{\pi}{4} (D_t)^2 \rho_{sea} \cdot g \\ &= \frac{\pi}{4} (0,4756)^2 1025 \cdot 9,81 \\ &= 1785,443952 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.13)$$

- Buoyancy per Joint

$$\begin{aligned} F_{buoy} &= F_b \cdot L_p \\ &= 1785,443952 \cdot 12,1 \\ &= 21603,87181 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.14)$$

- Berat Terendam Pipa (Operasi)

$$\begin{aligned} W_{sub} &= \frac{W_c + W_{jc} + W_{cc} + W_s + W_{Fjc} - F_{buoy}}{L_p} \\ &= 2117,685595 \text{ N} \end{aligned} \quad (4.15)$$

- Vertical Stability

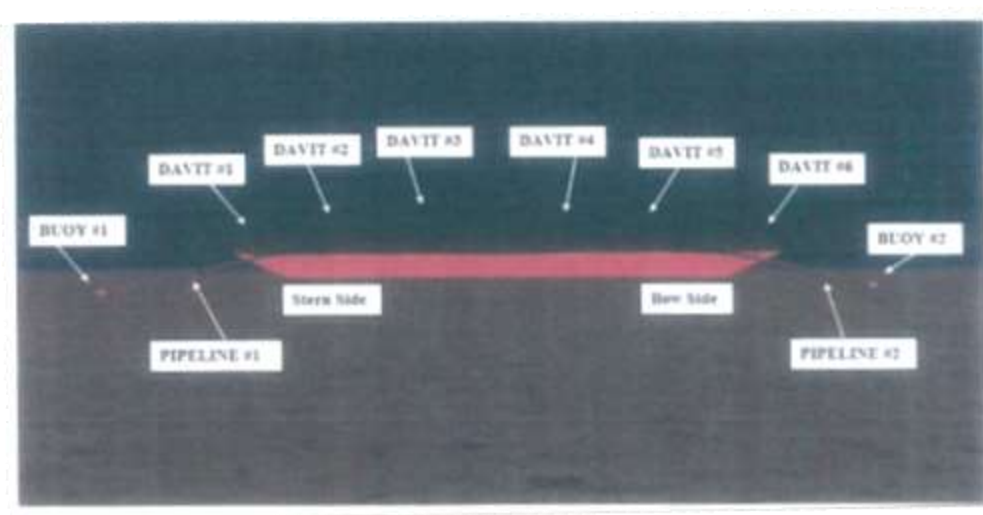
$$\gamma_w \cdot \frac{b}{w_{sub} + b} \leq 1 \quad (4.16)$$

$$1,1 \cdot \frac{1785,443952}{3905,12} \leq 1$$

$$0,503 \leq 1$$

#### 4.4 Analisa Tie In Menggunakan Software Orcaflex

Setelah diperoleh *response amplitude operator* dari *software* sebelumnya, maka RAO tersebut akan digunakan untuk analisa dinamis pada kasus *above water tie-in* pada *software orcaflex*. Pada analisa ini, barge onasis 10 akan dimodelkan sesuai ukuran atau *principal dimensionnya*. Kemudian RAO dari *Moses* akan digunakan sebagai inputan analisa dinamis pada saat *tie-in*. Data pipa, data lingkungan, serta konfigurasi antara *davit lifting* serta *buoyancy tank* juga akan digunakan pada inputan *software orcaflex*. Setelah input data selesai, maka akan dilakukan analisa *tie-in* dengan *software orcaflex*. Berikut ini merupakan gambar konfigurasi *davit lifting* dan *buoyancy tank* pada saat *tie-in* pada *software orcaflex*.



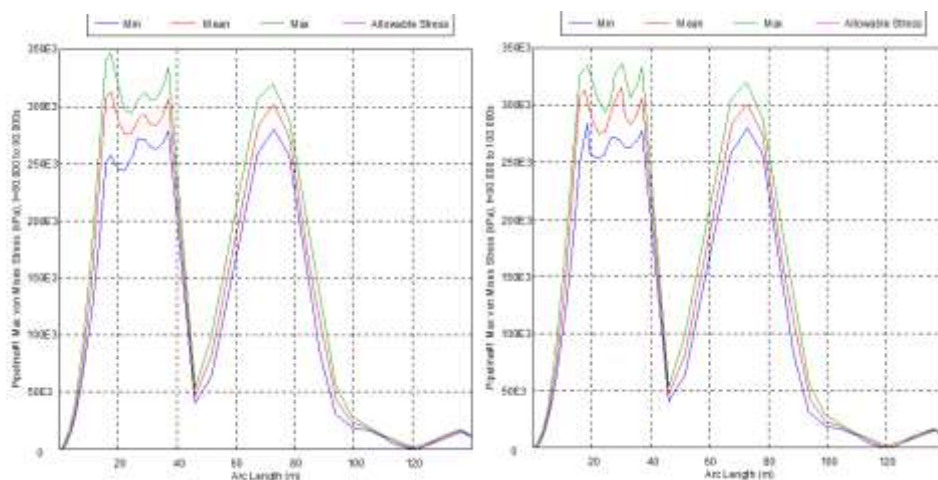
**Gambar 4.15** Konfigurasi *Davit Lifting* dan *Buoyancy Tank* pada *Software Orcaflex*

Setelah input data dan konfigurasi yang dibutuhkan, maka akan dilanjutkan dengan analisa *tie-in*. Analisa ini termasuk dinamis karena memerlukan data lingkungan. Pada analisa *tie-in* ini akan dihasilkan output berupa maximum von misses stress dari pipa dan juga *tension* dari *wire davit*. Hasil dari analisa *tie-in* dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

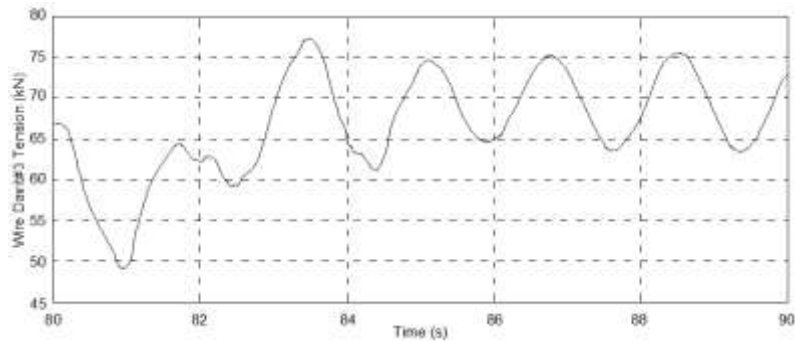
**Tabel 4.4** Hasil Analisa *Lifting Stern Side*

Step	Max. Von Misses Stress				Davit Tension			Allowable		Check
	Overbend		Sagbend		Davit 1	Davit 2	Davit 3			
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	(kN)	(kN)	(kN)	Davit Load (Kn)	% SMYS	
1	227,81	50,62	87,68	19,48	48,19	25,72	64,76	78,48	85	OK
2	231,06	51,35	103,61	23,02	55,58	0	65,85	78,48	85	OK
3	230,93	51,32	151,52	33,67	61,19	1,61	61,47	78,48	85	OK
4	230,80	51,29	184,71	41,05	62,87	3,69	59,62	78,48	85	OK
5	251	55,78	221,57	49,24	67,66	9,39	58,21	78,48	85	OK
6	271,13	60,25	241,74	53,72	69,55	20,32	60,37	78,48	85	OK
7	291,7	64,82	264,72	58,83	70,42	21,89	63,25	78,48	85	OK
8	326,41	72,53	297,12	66,03	74,58	30,03	66,84	78,48	85	OK
9	347,63	77,25	314,65	69,92	72,8	33,3	77,48	78,48	85	OK
10	341,21	75,82	322,63	71,7	70,34	48,24	75,96	78,48	85	OK

Dari tabel hasil analisa diatas dapat kita ketahui bahwa nilai stress terbesar terjadi pada step ke-9 dengan nilai tegangan sebesar 347,63 Mpa pada daerah overbend dan sebesar 314,65 Mpa pada daerah sagbend. Untuk tegangan yang terjadi pada davit lift sendiri sebesar 77,48 kN pada davit 3 ketika *lifting step* ke-9. Tetapi tegangan yang terjadi pada step ke-9 masih memenuhi batas yang diijinkan yaitu sebesar 85% dari SMYS untuk pipa dan 78,48 kN untuk *davit lifting*. Untuk hasil lifting lebih lengkapnya dapat dilihat di lampiran.



**Gambar 4.16** Grafik Pipe Stress Stern Side Step 9 dan 10

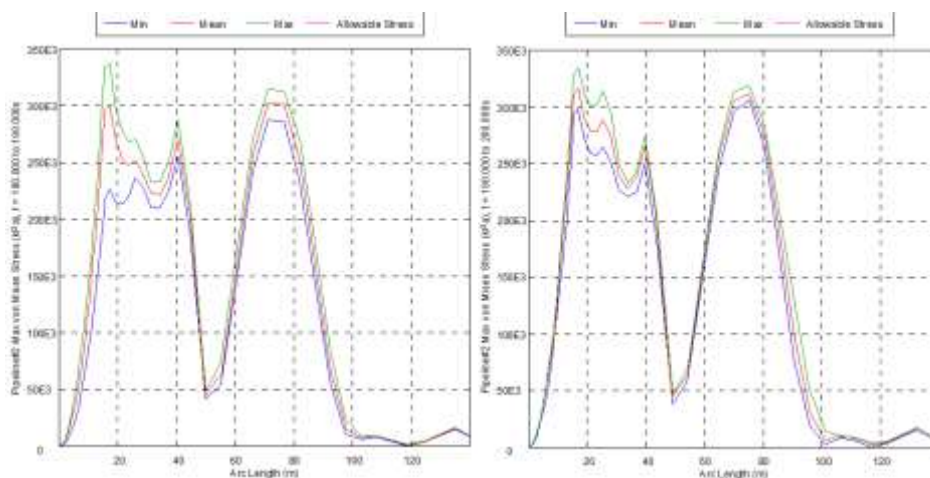


Gambar 4.17 Grafik Tension Davit 3 Step 9

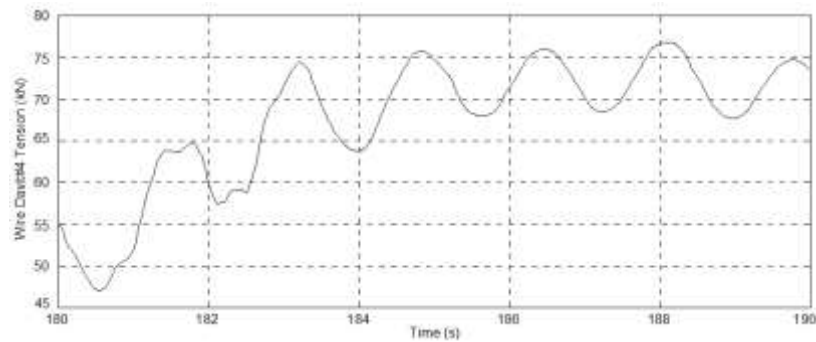
Tabel 4.5 Hasil Analisa *Lifting Bow Side*

Step	Max. Von Misses Stress				Davit Tension			Allowable		Check
	Overbend		Sagbend		Davit 4	Davit 5	Davit 6	Davit Load (Kn)	% SMYS	
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	(kN)	(kN)	(kN)			
1	221,38	49,2	68,11	15,14	65,5	24,2	47,14	78,48	85	OK
2	230,05	51,12	123,87	27,53	67,2	2,68	55,49	78,48	85	OK
3	229,89	51,09	159	35,33	63,89	4,71	58,25	78,48	85	OK
4	230,85	51,3	193,81	43,07	61,36	7,71	62,04	78,48	85	OK
5	237,89	52,86	226,89	50,42	59,79	11,03	65,95	78,48	85	OK
6	257,04	57,12	253,6	56,36	61	17,33	66,03	78,48	85	OK
7	260,55	57,9	282,59	62,8	56,22	24,65	59,15	78,48	85	OK
8	274,76	61,06	299,65	66,59	59,09	30,11	70,55	78,48	85	OK
9	332,6	73,91	311,42	69,2	77,17	30,25	70,47	78,48	85	OK
10	337,18	74,93	321,98	71,55	76,18	49,08	69,83	78,48	85	OK

Dari tabel hasil analisa diatas dapat kita ketahui bahwa nilai stress terbesar terjadi pada step ke-10 dengan nilai tegangan pada daerah overbend sebesar 337,18 Mpa dan pada daerah sagbend sebesar 321,98 Mpa. Sedangkan untuk tegangan pada *davit lift* terbesar terjadi pada davit 4 sebesar 77,17 kN pada step ke-9. Tegangan tersebut masih memenuhi batas yang diijinkan yaitu sebesar 85% SMYS untuk pipa dan 78,48 kN untuk *davit lifting*. Untuk hasilnya dapat dilihat pada lampiran.



Gambar 4.18 Grafik Pipe Stress Bow Side Step 9 dan 10



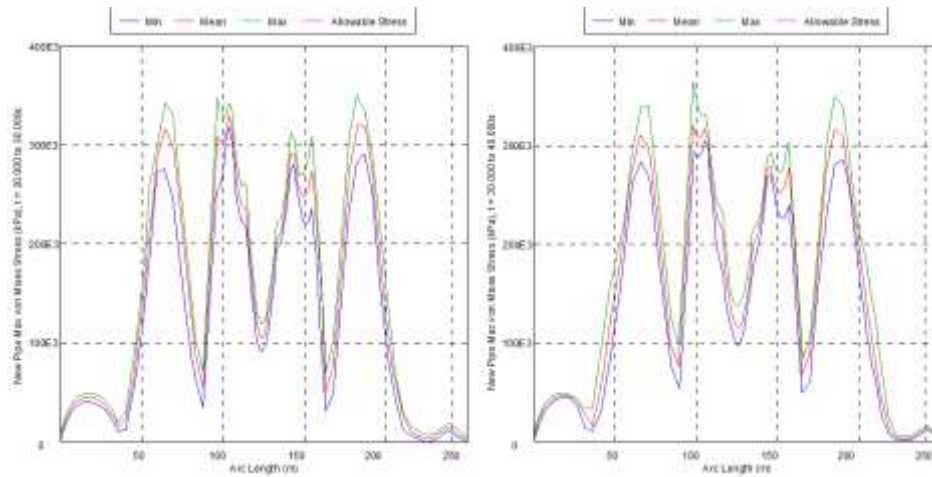
**Gambar 4.19** Grafik *Tension Davit 4 Step 9*

Selain menghasilkan output berupa stress, dari *software orcaflex* ini juga diperoleh bending radius dari pipa pada kasus *above water tie in*. Setelah dilakukan analisa lifting, maka tahap selanjutnya yaitu analisa *lowering* yang prosesnya hampir tidak berbeda dengan *lifting*. Berikut ini merupakan hasil dari *lowering* menggunakan *software orcaflex*.

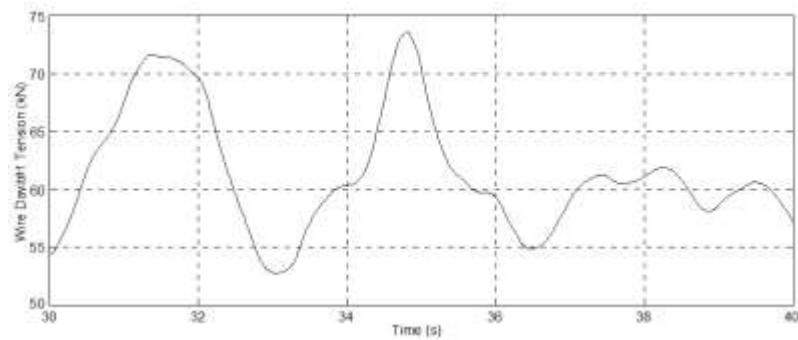
**Tabel 4.6** Hasil Analisa *Lowering*

Step	Max. Von Misses Stress				Davit Tension						Allowable		Check
	Stern Side		Bow Side		Davit 1	Davit 2	Davit 3	Davit 4	Davit 5	Davit 6			
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	(kN)	(kN)	(kN)	(kN)	(kN)	(kN)	Davit Load (kN)	% SMYS	
1	312,4	69,43	319	70,89	65,1	62,7	50,2	35,5	70,3	68,5	78,48	85	OK
2	312,4	69,43	320,5	71,23	63,8	64,5	51,6	36,8	70,7	70,3	78,48	85	OK
3	352,1	70,24	361,1	80,24	70,5	68,1	49,9	39,3	69,8	72,3	78,48	85	OK
4	345,6	76,79	356,5	79,22	73,9	42,5	36,3	35,1	44,3	68,4	78,48	85	OK
5	292	64,88	294,6	65,46	63,7	43,2	24,9	22,8	47	62,3	78,48	85	OK
6	261,6	58,13	279,3	62,06	64,4	41,5	23,1	26,8	44,8	60,2	78,48	85	OK
7	239,7	53,26	245,5	54,58	64,6	33,2	24,1	28,9	38,1	58,9	78,48	85	OK
8	234,3	52,86	250,1	55,58	63,6	27,6	25,5	31,5	32,3	60,5	78,48	85	OK
9	232,2	51,6	250,1	55,58	64,6	21,7	25,5	33,4	27	60,7	78,48	85	OK
10	228	50,67	241,3	53,62	70,1	18,9	32,3	36,5	24,6	62,7	78,48	85	OK

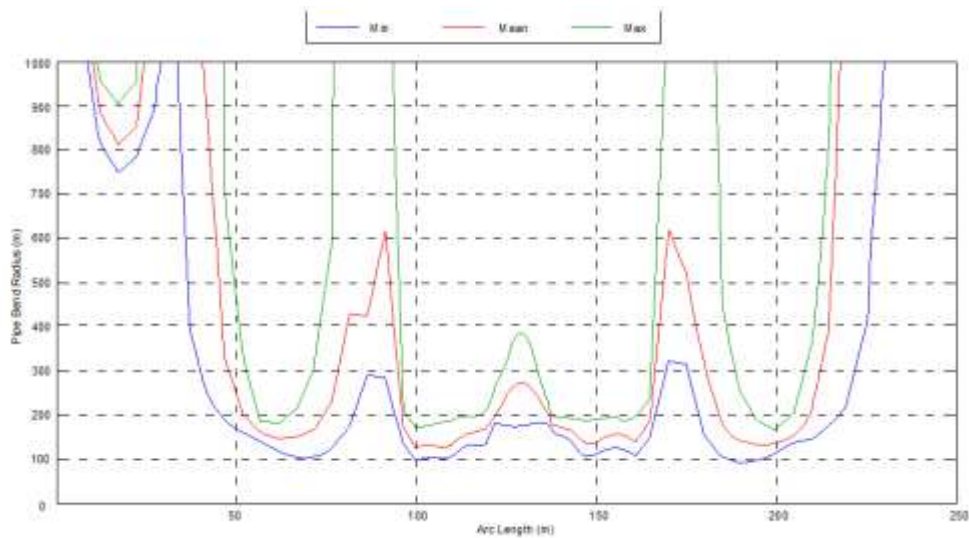
Dari tabel hasil analisa diatas dapat kita ketahui bahwa nilai stress terbesar terjadi pada step ke-3 dengan nilai tegangan pada pipa daerah *stern side* sebesar 352,1 Mpa dan pada pipa daerah *bow side* sebesar 361,1 Mpa. Sedangkan untuk tegangan terbesar pada davit terjadi pada davit 1 step ke-4 sebesar 73,9 kN. Tegangan tersebut masih memenuhi batas yang diijinkan yaitu sebesar 85% SMYS. Untuk hasil *lowering* dan grafik bending radius dari simulasi proses *above water tie in* pada pipa dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



**Gambar 4.20** Grafik *Pipe Stress Lowering Step 3 dan 4*



**Gambar 4.21** Grafik *Tension Davit 1 Step 4*



**Gambar 4.22** Grafik *Bending Radius Simulasi Above Water Tie In*



## 4.5 Perhitungan *Local Buckling*

### *Check Local Buckling Stern Side*

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left( \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (4.17)$$

$$\gamma_m = 1 \quad (\text{Fatigue Limit State})$$

$$\gamma_{SC} = 1,14 \quad (\text{Medium})$$

$$\gamma_F = 1,1 \quad (\text{Load Effect Factor Combination})$$

$$\gamma_C = 1,07 \quad (\text{Pipeline Resting on Uneven Seabed})$$

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$$

$$= 1,063$$

$$S_F = 71,73 \text{ kN} \quad (\text{Max Axial Force})$$

$$M_F = 362,36 \text{ kN} \quad (\text{Max Post Buckle Bending Moment})$$

*External Pressure (P<sub>e</sub>)*

$$P_e = \rho \cdot g \cdot h$$

$$= 0,082 \text{ Mpa}$$

*Pressure Containment (P<sub>b</sub>(t<sub>2</sub>))*

$$P_b(t_2) = \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{o_{nom}} - t_2} \right) \cdot \min \left( f_y ; \frac{f_u}{1,15} \right) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4.18)$$

$$= 35,982 \text{ Mpa}$$

*Axial Force Plastic Capacity (S<sub>p</sub>(t<sub>2</sub>))*

$$S_p(t_2) = f_y \cdot \pi \cdot (D_{o_{nom}} - t_2) \cdot t_2 \quad (4.19)$$

$$= 5782,144 \text{ kN}$$

*Moment Plastic Capacity (M<sub>p</sub>(t<sub>2</sub>))*

$$M_p(t_2) = f_y \cdot (D_{o_{nom}} - t_2)^2 \cdot t_2 \quad (4.20)$$

$$= 632,584 \text{ kN.m}$$

*Elastic Collapse Pressure*

$$P_{el} = \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t_2}{D_{o_{nom}}} \right)^3}{1 - \nu^2} \quad (4.21)$$

$$= 17,05 \text{ Mpa}$$

$$P_p = f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{nom}} \right) \quad (4.22)$$

$$= 30,118 \text{ MPa}$$

$$(p_c(t) - p_{el}(t)) \cdot (p_c(t)^2 - p_p(t)^2) = p_c(t) \cdot p_{el}(t) \cdot p_p(t) \cdot f_o \cdot \frac{D}{t} \quad (4.23)$$

$$P_c = 14,021 \text{ MPa}$$

*Effective Axial Force*

$$S_{Sd} = S_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \quad (4.24)$$

$$= 71,73 \cdot 1,1 \cdot 1,07$$

$$= 84,426 \text{ kN}$$

*Bending Moment*

$$M_{Sd} = M_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \quad (4.25)$$

$$= 362,36 \cdot 1,1 \cdot 1,07$$

$$= 426,498 \text{ kN}$$

$$UC = 0,638$$

$$0,638 < 1 \quad (\text{OK})$$

***Check Local Buckling Bow Side***

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left( \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (4.26)$$

$$\gamma_m = 1 \quad (\text{Fatigue Limit State})$$

$$\gamma_{SC} = 1,14 \quad (\text{Medium})$$

$$\gamma_F = 1,1 \quad (\text{Load Effect Factor Combination})$$

$$\gamma_c = 1,07 \quad (\text{Pipeline Resting on Uneven Seabed})$$

$$\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$$

$$= 1,063$$

$$S_F = 62,64 \text{ kN} \quad (\text{Max Axial Force})$$

$$M_F = 358,57 \text{ kN} \quad (\text{Max Post Buckle Bending Moment})$$

*External Pressure ( $P_e$ )*

$$P_e = \rho \cdot g \cdot h \quad (4.27)$$

$$= 0,082 \text{ Mpa}$$

*Pressure Containment (P<sub>b</sub>(t<sub>2</sub>))*

$$P_b(t_2) = \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{o_{nom}} - t_2} \right) \cdot \min \left( f_y ; \frac{f_u}{1,15} \right) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4.28)$$

$$= 35,982 \text{ Mpa}$$

*Axial Force Plastic Capacity (S<sub>p</sub>(t<sub>2</sub>))* (4.29)

$$S_p(t_2) = f_y \cdot \pi \cdot (D_{o_{nom}} - t_2) \cdot t_2$$

$$= 5782,144 \text{ kN}$$

*Moment Plastic Capacity (M<sub>p</sub>(t<sub>2</sub>))*

$$M_p(t_2) = f_y \cdot (D_{o_{nom}} - t_2)^2 \cdot t_2 \quad (4.30)$$

$$= 632,584 \text{ kN.m}$$

*Elastic Collapse Pressure*

$$P_{el} = \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t_2}{D_{o_{nom}}} \right)^3}{1 - \nu^2} \quad (4.31)$$

$$= 17,05 \text{ Mpa}$$

$$P_p = f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{o_{nom}}} \right) \quad (4.32)$$

$$= 30,118 \text{ MPa}$$

$$(p_c(t) - p_{el}(t)) \cdot (p_c(t)^2 - p_p(t)^2) = p_c(t) \cdot p_{el}(t) \cdot p_p(t) \cdot f_o \cdot \frac{D}{t} \quad (4.33)$$

$$P_c = 14,021 \text{ MPa}$$

*Effective Axial Force*

$$S_{Sd} = S_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \quad (4.34)$$

$$= 62,64 \cdot 1,1 \cdot 1,07$$

$$= 73,256 \text{ kN}$$

*Bending Moment*

$$M_{Sd} = M_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \quad (4.35)$$

$$= 358,57 \cdot 1,1 \cdot 1,07$$

$$= 422,037 \text{ kN}$$

$$UC = 0,625$$

$$0,625 < 1 \quad (\text{OK})$$

### Check Local Buckling Lowering

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left( \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (4.36)$$

$$\begin{aligned} \gamma_m &= 1 && \text{(Fatigue Limit State)} \\ \gamma_{SC} &= 1,14 && \text{(Medium)} \\ \gamma_F &= 1,1 && \text{(Load Effect Factor Combination)} \\ \gamma_C &= 1,07 && \text{(Pipeline Resting on Uneven Seabed)} \\ \alpha_c &= (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y} \\ &= 1,063 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_F &= 85,451 \text{ kN} && \text{(Max Axial Force)} \\ M_F &= 287,856 \text{ kN.m} && \text{(Max Post Buckle Bending Moment)} \end{aligned}$$

External Pressure ( $P_e$ )

$$\begin{aligned} P_e &= \rho \cdot g \cdot h \\ &= 0,082 \text{ Mpa} \end{aligned} \quad (4.37)$$

Pressure Containment ( $P_b(t_2)$ )

$$\begin{aligned} P_b(t_2) &= \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{o_{nom}} - t_2} \right) \cdot \min \left( f_y ; \frac{f_u}{1,15} \right) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \\ &= 35,982 \text{ Mpa} \end{aligned} \quad (4.38)$$

Axial Force Plastic Capacity ( $S_p(t_2)$ )

$$\begin{aligned} S_p(t_2) &= f_y \cdot \pi \cdot (D_{o_{nom}} - t_2) \cdot t_2 \\ &= 5782,144 \text{ kN} \end{aligned} \quad (4.39)$$

Moment Plastic Capacity ( $M_p(t_2)$ )

$$\begin{aligned} M_p(t_2) &= f_y \cdot (D_{o_{nom}} - t_2)^2 \cdot t_2 \\ &= 632,584 \text{ kN.m} \end{aligned} \quad (4.40)$$

Elastic Collapse Pressure

$$\begin{aligned} P_{el} &= \frac{2 \cdot E \cdot \left( \frac{t_2}{D_{o_{nom}}} \right)^3}{1 - \nu^2} \\ &= 17,05 \text{ Mpa} \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$\begin{aligned} P_p &= f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left( \frac{2 \cdot t_2}{D_{o_{nom}}} \right) \\ &= 30,118 \text{ MPa} \end{aligned} \quad (4.42)$$

$$(p_c(t) - p_{el}(t)) \cdot (p_c(t)^2 - p_p(t)^2) = p_c(t) \cdot p_{el}(t) \cdot p_p(t) \cdot f_o \cdot \frac{D}{t} \quad (4.43)$$

$$P_c = 14,021 \text{ MPa}$$

*Effective Axial Force*

$$\begin{aligned} S_{Sd} &= S_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \\ &= 85,451 \cdot 1,1 \cdot 1,07 \\ &= 100,576 \text{ kN} \end{aligned} \quad (4.44)$$

*Bending Moment*

$$\begin{aligned} M_{Sd} &= M_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_c \\ &= 287,856 \cdot 1,1 \cdot 1,07 \\ &= 338,818 \text{ kN} \end{aligned} \quad (4.45)$$

$$UC = 0,403$$

$$0,403 < 1 \quad (\text{OK})$$

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## Lampiran

### Input Permodelan Barge Onasis 10

```
&dimen -save -dimen meters m-tons  
&describe body onasis10  
pgen body      -perm 1 -loc 0 0 0 -difttype 3ddif  
plane 0 -cart 0,3.5      12.17,3.5      12.17,4.267      0,4.267  
plane 6.7      -cart 0,0      12.17,0      12.17,4.267      0,4.267  
plane 63.4      -cart 0,0      12.17,0 12.17,4.267      0,4.267  
plane 70.1      -cart 0,3.5      12.17,3.5      12.17,4.267      0,4.267  
end pgen
```

### Input Hidrostatik Barge Onasis 10

```
&title DISPLACEMENT  
&devi -cecho yes -oecho no -prim dev -auxin onasis10.dat inmodel  
&dimen -dimen meters ton  
&instate -condition 3.06  
&pltmodel vessel  
pic iso  
pic top  
pic bow  
pic starboard  
end  
&weight -compute 2.13 $VCG  
&status b_w -h  
hstatics  
cform 0 -draft 0.05 62  
report  
end  
&finish
```

## Hasil Hidrostatik Barge Onasis 10

Page 1

Licensee - Global Maritime

Rev 7.00.018

Ser614

```
*****
*                                     *
*          ***   MOSES   ***          *
*          -----          1 May, 2016 *
*          DISPLACEMENT          *
*                                     *
*****
```

```
+++ B U O Y A N C Y   A N D   W E I G H T   F O R   O N A S I S 1 0 +++
=====
```

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

Results Are Reported In Body System

Draft = 3.06 Roll Angle = 0.00 Pitch Angle = 0.00

Wet Radii of Gyration About CG

K-X = 0.00 K-Y = 0.00 K-Z = 0.00



GMT = 17.09      GML = 138.85

```

/-- Center of Gravity ---/  Sounding  % Full

```

Name	weight	---X---	---Y---	---Z---	-----	-----
------	--------	---------	---------	---------	-------	-------

----- Part ONASIS10 -----

LOAD_GRO	4776.8	35.05	0.00	2.13
----------	--------	-------	------	------

=====

Total	4776.8	35.05	0.00	2.13
-------	--------	-------	------	------

Buoyancy	4776.8	35.05	0.00	1.58
----------	--------	-------	------	------

Page 2

Licensee - Global Maritime

Rev 7.00.018

Ser614

\*\*\*\*\*

```

*                                     *** MOSES ***                                     *

```

\* ----- 1 May, 2016 \*

\* DISPLACEMENT \*

\*\*\*\*\*

+++ H Y D R O S T A T I C   P R O P E R T I E S +++

=====

For Body ONASIS10

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

/--- Condition ---//			- Displac- / -- Center Of Buoyancy --//				W.P. / /C. Flotation / /----			Metacentric Heights ----/			
Draft	Trim	Roll		---X---	---Y---	---Z---	Area	---X---	---Y---	-KMT-	-KML-	-BMT-	-BML-
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1380.	35.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.05	0.00	0.00	70.86	35.05	0.00	0.03	1385.	35.05	0.00	989.08	5403.51	989.06	5403.48
0.10	0.00	0.00	141.96	35.05	0.00	0.05	1389.	35.05	0.00	495.41	2724.56	495.36	2724.51
0.15	0.00	0.00	213.30	35.05	0.00	0.08	1394.	35.05	0.00	330.86	1831.67	330.79	1831.60
0.20	0.00	0.00	284.88	35.05	0.00	0.10	1399.	35.05	0.00	248.60	1385.29	248.50	1385.19
0.25	0.00	0.00	356.70	35.05	0.00	0.13	1403.	35.05	0.00	199.26	1117.52	199.13	1117.39
0.30	0.00	0.00	428.76	35.05	0.00	0.15	1408.	35.05	0.00	166.37	939.04	166.22	938.89
0.35	0.00	0.00	501.05	35.05	0.00	0.18	1413.	35.05	0.00	142.88	811.60	142.70	811.42
0.40	0.00	0.00	573.59	35.05	0.00	0.20	1417.	35.05	0.00	125.27	716.05	125.07	715.85
0.45	0.00	0.00	646.36	35.05	0.00	0.23	1422.	35.05	0.00	111.58	641.77	111.35	641.54
0.50	0.00	0.00	719.37	35.05	0.00	0.25	1427.	35.05	0.00	100.63	582.36	100.38	582.11
0.55	0.00	0.00	792.62	35.05	0.00	0.28	1431.	35.05	0.00	91.68	533.79	91.40	533.51
0.60	0.00	0.00	866.11	35.05	0.00	0.30	1436.	35.05	0.00	84.22	493.33	83.92	493.02
0.65	0.00	0.00	939.84	35.05	0.00	0.33	1441.	35.05	0.00	77.91	459.11	77.58	458.78
0.70	0.00	0.00	1013.81	35.05	0.00	0.35	1445.	35.05	0.00	72.51	429.80	72.16	429.45

0.75	0.00	0.00	1088.02	35.05	0.00	0.38	1450.	35.05	0.00	67.83	404.42	67.45	404.04
0.80	0.00	0.00	1162.46	35.05	0.00	0.40	1455.	35.05	0.00	63.74	382.23	63.33	381.83
0.85	0.00	0.00	1237.15	35.05	0.00	0.43	1459.	35.05	0.00	60.13	362.66	59.70	362.23
0.90	0.00	0.00	1312.07	35.05	0.00	0.45	1464.	35.05	0.00	56.93	345.29	56.47	344.83
0.95	0.00	0.00	1387.23	35.05	0.00	0.48	1469.	35.05	0.00	54.06	329.75	53.58	329.27
1.00	0.00	0.00	1462.63	35.05	0.00	0.51	1473.	35.05	0.00	51.49	315.79	50.98	315.28
1.05	0.00	0.00	1538.27	35.05	0.00	0.53	1478.	35.05	0.00	49.16	303.16	48.63	302.63
1.10	0.00	0.00	1614.15	35.05	0.00	0.56	1483.	35.05	0.00	47.05	291.70	46.49	291.14
1.15	0.00	0.00	1690.27	35.05	0.00	0.58	1487.	35.05	0.00	45.12	281.24	44.53	280.66
1.20	0.00	0.00	1766.62	35.05	0.00	0.61	1492.	35.05	0.00	43.35	271.67	42.74	271.06
1.25	0.00	0.00	1843.22	35.05	0.00	0.63	1497.	35.05	0.00	41.73	262.87	41.10	262.24
1.30	0.00	0.00	1920.05	35.05	0.00	0.66	1501.	35.05	0.00	40.23	254.76	39.57	254.10
1.35	0.00	0.00	1997.12	35.05	0.00	0.68	1506.	35.05	0.00	38.85	247.26	38.16	246.58
1.40	0.00	0.00	2074.43	35.05	0.00	0.71	1511.	35.05	0.00	37.57	240.31	36.86	239.60
1.45	0.00	0.00	2151.98	35.05	0.00	0.74	1515.	35.05	0.00	36.37	233.84	35.64	233.11
1.50	0.00	0.00	2229.77	35.05	0.00	0.76	1520.	35.05	0.00	35.26	227.82	34.50	227.06
1.55	0.00	0.00	2307.80	35.05	0.00	0.79	1525.	35.05	0.00	34.22	222.19	33.44	221.41
1.60	0.00	0.00	2386.07	35.05	0.00	0.81	1529.	35.05	0.00	33.25	216.93	32.44	216.11
1.65	0.00	0.00	2464.57	35.05	0.00	0.84	1534.	35.05	0.00	32.34	211.99	31.50	211.15
1.70	0.00	0.00	2543.32	35.05	0.00	0.87	1539.	35.05	0.00	31.48	207.35	30.62	206.48
1.75	0.00	0.00	2622.30	35.05	0.00	0.89	1543.	35.05	0.00	30.68	202.98	29.79	202.09
1.80	0.00	0.00	2701.52	35.05	0.00	0.92	1548.	35.05	0.00	29.92	198.86	29.00	197.94

1.85	0.00	0.00	2780.98	35.05	0.00	0.94	1553.	35.05	0.00	29.20	194.97	28.26	194.03
1.90	0.00	0.00	2860.68	35.05	0.00	0.97	1557.	35.05	0.00	28.52	191.29	27.55	190.33
1.95	0.00	0.00	2940.62	35.05	0.00	1.00	1562.	35.05	0.00	27.88	187.81	26.88	186.82
2.00	0.00	0.00	3020.80	35.05	0.00	1.02	1567.	35.05	0.00	27.27	184.51	26.25	183.49
2.05	0.00	0.00	3101.21	35.05	0.00	1.05	1571.	35.05	0.00	26.69	181.38	25.64	180.33
2.10	0.00	0.00	3181.87	35.05	0.00	1.07	1576.	35.05	0.00	26.14	178.40	25.07	177.33
2.15	0.00	0.00	3262.76	35.05	0.00	1.10	1580.	35.05	0.00	25.62	175.57	24.52	174.47

```

*****
*                                     *
*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               1 May, 2016 *
*                               *                                     *
*                               *                                     *
*                               *                                     *
*                               *                                     *
*                               *                                     *
*                               *                                     *
*****

```

# +++ H Y D R O S T A T I C   P R O P E R T I E S +++

=====

For Body ONASIS10

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

/--- Condition ---//			Displac-/	/-- Center Of Buoyancy --//			W.P. /	/C. Flotation /	/---- Metacentric Heights ----/				
Draft	Trim	Roll		---X---	---Y---	---Z---	Area	---X---	---Y---	-KMT-	-KML-	-BMT-	-BML-
2.20	0.00	0.00	3343.90	35.05	0.00	1.13	1585.	35.05	0.00	25.12	172.88	23.99	171.75
2.25	0.00	0.00	3425.27	35.05	0.00	1.15	1590.	35.05	0.00	24.64	170.30	23.49	169.15
2.30	0.00	0.00	3506.88	35.05	0.00	1.18	1594.	35.05	0.00	24.19	167.85	23.01	166.67
2.35	0.00	0.00	3588.73	35.05	0.00	1.20	1599.	35.05	0.00	23.76	165.51	22.55	164.30

2.40	0.00	0.00	3670.82	35.05	0.00	1.23	1604.	35.05	0.00	23.34	163.27	22.11	162.04
2.45	0.00	0.00	3753.14	35.05	0.00	1.26	1608.	35.05	0.00	22.95	161.13	21.69	159.87
2.50	0.00	0.00	3835.71	35.05	0.00	1.28	1613.	35.05	0.00	22.57	159.07	21.28	157.79
2.55	0.00	0.00	3918.51	35.05	0.00	1.31	1618.	35.05	0.00	22.20	157.11	20.90	155.80
2.60	0.00	0.00	4001.56	35.05	0.00	1.33	1622.	35.05	0.00	21.86	155.22	20.52	153.89
2.65	0.00	0.00	4084.84	35.05	0.00	1.36	1627.	35.05	0.00	21.52	153.41	20.16	152.05
2.70	0.00	0.00	4168.36	35.05	0.00	1.39	1632.	35.05	0.00	21.20	151.68	19.81	150.29
2.75	0.00	0.00	4252.12	35.05	0.00	1.41	1636.	35.05	0.00	20.89	150.01	19.48	148.60
2.80	0.00	0.00	4336.12	35.05	0.00	1.44	1641.	35.05	0.00	20.60	148.41	19.15	146.97
2.85	0.00	0.00	4420.36	35.05	0.00	1.47	1646.	35.05	0.00	20.31	146.86	18.84	145.40
2.90	0.00	0.00	4504.83	35.05	0.00	1.49	1650.	35.05	0.00	20.04	145.38	18.54	143.88
2.95	0.00	0.00	4589.55	35.05	0.00	1.52	1655.	35.05	0.00	19.77	143.95	18.25	142.43
3.00	0.00	0.00	4674.50	35.05	0.00	1.55	1660.	35.05	0.00	19.52	142.57	17.97	141.02
3.05	0.00	0.00	4759.70	35.05	0.00	1.57	1664.	35.05	0.00	19.27	141.24	17.70	139.67

```

*****
*                                     *
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     ----- 1 May, 2016                         *
*                                     *
* DISPLACEMENT *
*                                     *
*                                     *
*****

```

# +++ H Y D R O S T A T I C   C O E F F I C I E N T S +++

=====

For Body ONASIS10

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

/--- Condition ---/			Wetted	Load To Change /-----		For 0 KG	-----/	
Draft	Trim	Roll	Displacement	Surface	Draft 1 MM	Moment To Change .01 Deg		
			-----	-----	-----	--- Heel ---	--- Trim ---	
0.00	0.00	0.00	0.00	1380.1	1.41	0.00	0.00	
0.05	0.00	0.00	70.86	1391.0	1.42	12.23	66.83	
0.10	0.00	0.00	141.96	1402.0	1.42	12.27	67.51	

0.15	0.00	0.00	213.30	1412.9	1.43	12.31	68.19
0.20	0.00	0.00	284.88	1423.9	1.43	12.36	68.87
0.25	0.00	0.00	356.70	1435.0	1.44	12.40	69.56
0.30	0.00	0.00	428.76	1446.0	1.44	12.44	70.26
0.35	0.00	0.00	501.05	1457.0	1.45	12.48	70.96
0.40	0.00	0.00	573.59	1468.1	1.45	12.52	71.66
0.45	0.00	0.00	646.36	1479.2	1.46	12.56	72.37
0.50	0.00	0.00	719.37	1490.3	1.46	12.60	73.09
0.55	0.00	0.00	792.62	1501.4	1.47	12.64	73.81
0.60	0.00	0.00	866.11	1512.6	1.47	12.69	74.53
0.65	0.00	0.00	939.84	1523.7	1.48	12.73	75.26
0.70	0.00	0.00	1013.81	1534.9	1.48	12.77	75.99
0.75	0.00	0.00	1088.02	1546.1	1.49	12.81	76.73
0.80	0.00	0.00	1162.46	1557.4	1.49	12.85	77.47
0.85	0.00	0.00	1237.15	1568.6	1.50	12.89	78.21
0.90	0.00	0.00	1312.07	1579.9	1.50	12.93	78.97
0.95	0.00	0.00	1387.23	1591.1	1.51	12.97	79.72
1.00	0.00	0.00	1462.63	1602.4	1.51	13.01	80.48
1.05	0.00	0.00	1538.27	1613.8	1.52	13.06	81.25
1.10	0.00	0.00	1614.15	1625.1	1.52	13.10	82.02
1.15	0.00	0.00	1690.27	1636.5	1.52	13.14	82.80
1.20	0.00	0.00	1766.62	1647.8	1.53	13.18	83.58



1.25	0.00	0.00	1843.22	1659.2	1.53	13.22	84.36
1.30	0.00	0.00	1920.05	1670.6	1.54	13.26	85.15
1.35	0.00	0.00	1997.12	1682.1	1.54	13.30	85.95
1.40	0.00	0.00	2074.43	1693.5	1.55	13.34	86.75
1.45	0.00	0.00	2151.98	1705.0	1.55	13.38	87.55
1.50	0.00	0.00	2229.77	1716.5	1.56	13.43	88.36
1.55	0.00	0.00	2307.80	1728.0	1.56	13.47	89.18
1.60	0.00	0.00	2386.07	1739.5	1.57	13.51	90.00
1.65	0.00	0.00	2464.57	1751.1	1.57	13.55	90.82
1.70	0.00	0.00	2543.32	1762.7	1.58	13.59	91.65
1.75	0.00	0.00	2622.30	1774.2	1.58	13.63	92.49
1.80	0.00	0.00	2701.52	1785.8	1.59	13.67	93.33
1.85	0.00	0.00	2780.98	1797.5	1.59	13.71	94.18
1.90	0.00	0.00	2860.68	1809.1	1.60	13.76	95.03
1.95	0.00	0.00	2940.62	1820.8	1.60	13.80	95.88
2.00	0.00	0.00	3020.80	1832.5	1.61	13.84	96.74
2.05	0.00	0.00	3101.21	1844.2	1.61	13.88	97.61
2.10	0.00	0.00	3181.87	1855.9	1.62	13.92	98.48

```

*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     ----- 1 May, 2016                          *
* DISPLACEMENT                                                                *
*                                                                              *
*****

```

### +++ H Y D R O S T A T I C   C O E F F I C I E N T S +++

=====

For Body ONASIS10

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

/--- Condition ---/			Wetted	Load To Change	/----- For 0 KG -----/			
Draft	Trim	Roll	Displacement	Surface	Draft 1 MM	Moment To Change	.01 Deg	
			-----	-----	-----	--- Heel ---	--- Trim ---	
2.15	0.00	0.00	3262.76	1867.6	1.62	13.96	99.36	
2.20	0.00	0.00	3343.90	1879.4	1.63	14.00	100.24	
2.25	0.00	0.00	3425.27	1891.2	1.63	14.04	101.12	

2.30	0.00	0.00	3506.88	1903.0	1.63	14.08	102.02
2.35	0.00	0.00	3588.73	1914.8	1.64	14.13	102.91
2.40	0.00	0.00	3670.82	1926.6	1.64	14.17	103.81
2.45	0.00	0.00	3753.14	1938.5	1.65	14.21	104.72
2.50	0.00	0.00	3835.71	1950.3	1.65	14.25	105.63
2.55	0.00	0.00	3918.51	1962.2	1.66	14.29	106.55
2.60	0.00	0.00	4001.56	1974.2	1.66	14.33	107.48
2.65	0.00	0.00	4084.84	1986.1	1.67	14.37	108.40
2.70	0.00	0.00	4168.36	1998.0	1.67	14.41	109.34
2.75	0.00	0.00	4252.12	2010.0	1.68	14.46	110.28
2.80	0.00	0.00	4336.12	2022.0	1.68	14.50	111.22
2.85	0.00	0.00	4420.36	2034.0	1.69	14.54	112.17
2.90	0.00	0.00	4504.83	2046.0	1.69	14.58	113.13
2.95	0.00	0.00	4589.55	2058.1	1.70	14.62	114.09
3.00	0.00	0.00	4674.50	2070.1	1.70	14.66	115.06
3.05	0.00	0.00	4759.70	2082.2	1.71	14.70	116.03

```

*****
*
*          ***   MOSES   ***
*
*          -----
*
*          DISPLACEMENT
*
*
*****

```

+++ I N D E X    O F    O U T P U T +++

BUOYANCY AND WEIGHT FOR ONASIS10 . . . . .	1
HYDROSTATIC PROPERTIES . . . . .	2
HYDROSTATIC COEFFICIENTS . . . . .	4
INDEX OF OUTPUT . . . . .	6

## **Input Permodelan Hidrodinamis Barge Onasis 10**

```
&dimen -remember -DIMEN meters m-tons

&device -oecho no -primary device -auxin onasis10.dat

&TITLE Response Amplitude Operators

INMODEL

&INSTATE -CONDITION 3.06

&PLTMODEL VESSEL

    PIC ISO

    pic side

    pic top

    PIC BOW

END

&weight -compute Kalinda 2.13 7.286065628 20.23612694 20.23612694

&equi -iter 50

&STATUS B_W

HYDRODYNAMICS

&para -m_dist 3

    g_press -heading 0 45 90 135 180 225 270 315 \

    -period 18.5 18 17.5 17 16.5 16 15.5 15 14.5 14 13.5 13 12.5 12 11.5 11 10.5 10

    \

    9.5 9 8.5 8 7.5 7 6.5 6 5.5 5 4.5 4 3.5 3

&ENV SEA

&status Force

hydr_sum

V_MDRIFT

REPORT

END

end
```

```
freq_resp
  rao -speed 0
  fr_point 35.05 0 2.13
  report
end
equ_sum
MATRICES -FILE YES
REPORT
END
end
&FINISH
```

## Hasil Hidrodinamis Barge Onasis 10

```

*****
*
*          ***   MOSES   ***
*
*          -----
*
*          Response Amplitude Operators
*
*
*   Draft =    3.1 Meters          Trim Angle =    0.00 Deg.          GMT =    19.22 Meters
*   Roll Gy. Radius =    0.0 Meters      Pitch Gy. Radius =    0.0 Meters      Yaw Gy. Radius =    0.0 Meters
*   Heading =    0.00 Deg.          Forward Speed =    0.00 Knots          Linearization Based on 1/ 20
*
*
*****

```

# +++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Of Point On Body ONASIS10 At X = 35.0 Y = 0.0 Z = 2.1

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

[illegible]

0.3396	18.50	0.908	113	0.064	-72	0.975	23	0.043	-72	0.624	-66	0.122	17
0.3491	18.00	0.903	114	0.064	-71	0.973	24	0.045	-71	0.657	-65	0.128	18
0.3590	17.50	0.898	116	0.064	-70	0.969	26	0.048	-70	0.692	-63	0.135	19
0.3696	17.00	0.892	117	0.064	-69	0.966	27	0.051	-69	0.730	-62	0.142	20
0.3808	16.50	0.885	119	0.063	-68	0.961	29	0.053	-68	0.770	-60	0.149	21
0.3927	16.00	0.877	121	0.063	-67	0.956	31	0.056	-67	0.814	-58	0.158	22
0.4054	15.50	0.868	123	0.063	-65	0.950	33	0.060	-65	0.861	-56	0.167	24
0.4189	15.00	0.858	125	0.062	-64	0.943	35	0.063	-64	0.912	-54	0.176	26
0.4333	14.50	0.846	128	0.062	-62	0.935	37	0.067	-62	0.967	-51	0.186	27
0.4488	14.00	0.832	130	0.061	-60	0.925	40	0.071	-60	1.025	-49	0.197	29
0.4654	13.50	0.817	134	0.060	-58	0.913	43	0.076	-58	1.088	-45	0.209	32
0.4833	13.00	0.799	137	0.059	-55	0.899	46	0.081	-55	1.155	-42	0.222	34
0.5027	12.50	0.777	141	0.058	-52	0.882	50	0.086	-52	1.225	-38	0.235	37
0.5236	12.00	0.753	145	0.057	-49	0.861	54	0.092	-49	1.299	-34	0.249	40
0.5464	11.50	0.723	150	0.056	-46	0.835	59	0.097	-46	1.375	-29	0.263	44
0.5712	11.00	0.689	156	0.055	-42	0.804	65	0.103	-42	1.451	-23	0.278	48
0.5984	10.50	0.648	163	0.053	-37	0.764	71	0.109	-37	1.524	-16	0.292	53
0.6283	10.00	0.600	170	0.051	-32	0.714	79	0.115	-32	1.590	-9	0.306	59
0.6614	9.50	0.543	180	0.048	-26	0.652	88	0.121	-26	1.642	0	0.318	66
0.6981	9.00	0.478	-168	0.045	-18	0.576	99	0.124	-18	1.671	11	0.327	74
0.7392	8.50	0.403	-155	0.041	-9	0.484	112	0.126	-9	1.664	24	0.332	84



0.7854	8.00	0.319	-138	0.036	0	0.378	131	0.123	0	1.604	41	0.331	98
0.8378	7.50	0.228	-115	0.031	13	0.266	159	0.115	13	1.472	63	0.324	114
0.8976	7.00	0.136	-84	0.025	29	0.174	-153	0.096	30	1.245	91	0.310	136
0.9666	6.50	0.060	-23	0.017	50	0.158	-84	0.066	53	0.921	131	0.289	164
1.0472	6.00	0.054	90	0.010	79	0.178	-24	0.024	97	0.596	-159	0.262	-160
1.1424	5.50	0.073	167	0.003	126	0.146	40	0.032	-95	0.607	-53	0.222	-116
1.2566	5.00	0.053	-110	0.002	-58	0.094	144	0.072	-31	0.812	46	0.148	-63
1.3963	4.50	0.014	42	0.004	22	0.065	-61	0.075	55	0.746	174	0.027	-4
1.5708	4.00	0.010	-55	0.005	105	0.052	125	0.080	-135	0.441	-7	0.066	-76
1.7952	3.50	0.015	-97	0.004	-140	0.037	56	0.111	22	0.335	-79	0.033	51
2.0944	3.00	0.010	34	0.003	135	0.022	-170	0.060	-43	0.137	43	0.034	105

Page 30

Licensee - Global Maritime

Rev 7.00.018

Ser614

\*\*\*\*\*

\* \*\*\* MOSES \*\*\* \*

\* ----- 1 May, 2016 \*

\* Response Amplitude Operators \*

\* \*

\* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 19.22 Meters \*

\* Roll Gy. Radius = 0.0 Meters Pitch Gy. Radius = 0.0 Meters Yaw Gy. Radius = 0.0 Meters \*

\* Heading = 45.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 \*

\* \*

\*\*\*\*\*

# +++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++

=====

Of Point On Body ONASIS10 At X =   35.0 Y =    0.0 Z =    2.1

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3396	18.50	0.693	106	0.607	105	0.985	16	0.407	105	0.474	-73	1.147	-163
0.3491	18.00	0.690	107	0.605	106	0.983	17	0.429	106	0.500	-72	1.206	-163
0.3590	17.50	0.686	108	0.603	107	0.982	18	0.452	107	0.527	-71	1.269	-162
0.3696	17.00	0.682	109	0.600	108	0.979	19	0.477	108	0.556	-70	1.336	-161
0.3808	16.50	0.678	111	0.597	109	0.977	20	0.504	109	0.587	-68	1.409	-159
0.3927	16.00	0.673	112	0.593	111	0.974	22	0.533	110	0.621	-67	1.487	-158
0.4054	15.50	0.668	113	0.590	112	0.970	23	0.564	112	0.658	-66	1.571	-157
0.4189	15.00	0.661	115	0.585	114	0.966	24	0.598	113	0.698	-64	1.661	-155
0.4333	14.50	0.654	117	0.580	115	0.961	26	0.634	115	0.741	-62	1.758	-154

0.4488	14.00	0.646	119	0.574	117	0.955	28	0.674	117	0.788	-60	1.861	-152
0.4654	13.50	0.637	121	0.568	119	0.948	30	0.716	119	0.838	-58	1.972	-150
0.4833	13.00	0.626	123	0.560	121	0.940	33	0.762	121	0.893	-56	2.090	-148
0.5027	12.50	0.613	126	0.551	124	0.930	35	0.811	123	0.951	-53	2.215	-145
0.5236	12.00	0.598	129	0.541	127	0.918	38	0.863	126	1.013	-50	2.346	-142
0.5464	11.50	0.581	133	0.529	130	0.903	42	0.918	130	1.079	-46	2.482	-139
0.5712	11.00	0.560	137	0.514	134	0.884	45	0.974	133	1.147	-42	2.620	-135
0.5984	10.50	0.536	141	0.497	138	0.861	50	1.032	138	1.218	-38	2.756	-130
0.6283	10.00	0.507	147	0.477	143	0.832	55	1.087	142	1.288	-32	2.884	-125
0.6614	9.50	0.474	154	0.452	149	0.795	61	1.136	148	1.354	-25	2.996	-118
0.6981	9.00	0.436	161	0.422	155	0.750	68	1.173	155	1.414	-17	3.081	-110
0.7392	8.50	0.392	171	0.386	164	0.694	77	1.187	163	1.462	-7	3.127	-101
0.7854	8.00	0.343	-176	0.343	173	0.625	87	1.163	173	1.493	4	3.121	-88
0.8378	7.50	0.290	-162	0.291	-174	0.542	100	1.079	-174	1.501	19	3.053	-72
0.8976	7.00	0.233	-144	0.231	-159	0.441	115	0.908	-159	1.479	38	2.920	-52
0.9666	6.50	0.174	-122	0.164	-139	0.317	135	0.623	-137	1.410	62	2.726	-25
1.0472	6.00	0.113	-97	0.095	-112	0.182	167	0.229	-94	1.266	91	2.469	7
1.1424	5.50	0.056	-66	0.033	-67	0.100	-126	0.299	70	1.015	130	2.090	49
1.2566	5.00	0.012	-30	0.020	104	0.080	-49	0.675	130	0.677	-172	1.400	98
1.3963	4.50	0.007	-156	0.042	-178	0.051	41	0.701	-146	0.483	-76	0.259	153
1.5708	4.00	0.002	-16	0.049	-101	0.029	169	0.745	17	0.266	37	0.624	76
1.7952	3.50	0.005	-80	0.038	5	0.012	28	1.020	168	0.103	-88	0.309	-163

2.0944 3.00 0.016 136 0.024 -92 0.005 179 0.563 88 0.344 134 0.326 -122

Page 31 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```
*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     ----- 1 May, 2016                         *
*      Response Amplitude Operators                                           *
*                                                                              *
*  Draft = 3.1 Meters      Trim Angle = 0.00 Deg.      GMT = 19.22 Meters      *
*  Roll Gy. Radius = 0.0 Meters      Pitch Gy. Radius = 0.0 Meters      Yaw Gy. Radius = 0.0 Meters *
*  Heading = 90.00 Deg.      Forward Speed = 0.00 Knots      Linearization Based on 1/ 20 *
*                                                                              *
*****
```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++  
=====

Of Point On Body ONASIS10 At X = 35.0 Y = 0.0 Z = 2.1

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R      Surge /              Sway /              Heave /              Roll /              Pitch /              Yaw /

-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3396	18.50	0.064	105	0.928	89	0.994	0	0.625	89	0.044	-73	0.122	-163
0.3491	18.00	0.064	106	0.926	89	0.994	0	0.658	89	0.046	-73	0.129	-162
0.3590	17.50	0.063	107	0.922	89	0.993	0	0.695	89	0.049	-72	0.135	-161
0.3696	17.00	0.063	108	0.919	89	0.992	0	0.734	89	0.052	-71	0.143	-160
0.3808	16.50	0.063	109	0.915	89	0.991	0	0.777	89	0.054	-70	0.150	-159
0.3927	16.00	0.062	110	0.911	89	0.990	0	0.823	89	0.058	-69	0.159	-158
0.4054	15.50	0.062	111	0.906	89	0.989	0	0.873	89	0.061	-67	0.168	-157
0.4189	15.00	0.061	113	0.901	89	0.988	0	0.928	89	0.065	-66	0.177	-156
0.4333	14.50	0.061	114	0.894	89	0.986	0	0.988	88	0.069	-64	0.188	-154
0.4488	14.00	0.060	116	0.888	89	0.984	0	1.053	88	0.073	-63	0.199	-152
0.4654	13.50	0.059	118	0.880	89	0.982	0	1.125	88	0.078	-61	0.210	-150
0.4833	13.00	0.058	120	0.871	89	0.980	0	1.204	88	0.083	-58	0.223	-148
0.5027	12.50	0.057	123	0.860	88	0.977	0	1.290	88	0.089	-56	0.236	-146
0.5236	12.00	0.056	126	0.848	88	0.974	0	1.384	88	0.095	-53	0.250	-143
0.5464	11.50	0.054	129	0.834	88	0.971	0	1.488	87	0.101	-50	0.265	-140
0.5712	11.00	0.053	133	0.817	88	0.967	0	1.602	87	0.108	-46	0.279	-136
0.5984	10.50	0.050	137	0.797	87	0.963	-1	1.726	86	0.114	-42	0.294	-132
0.6283	10.00	0.048	142	0.774	87	0.958	-1	1.860	86	0.121	-36	0.308	-126

0.6614	9.50	0.045	149	0.746	87	0.954	-2	2.006	85	0.128	-30	0.319	-120
0.6981	9.00	0.042	156	0.713	86	0.949	-3	2.162	85	0.135	-23	0.328	-113
0.7392	8.50	0.038	165	0.673	86	0.946	-5	2.326	84	0.141	-13	0.333	-103
0.7854	8.00	0.034	177	0.625	85	0.943	-7	2.496	83	0.145	-2	0.332	-91
0.8378	7.50	0.029	-168	0.570	84	0.942	-12	2.671	82	0.148	12	0.325	-76
0.8976	7.00	0.024	-150	0.506	83	0.937	-19	2.850	81	0.149	31	0.310	-56
0.9666	6.50	0.019	-129	0.435	83	0.902	-31	3.036	80	0.147	54	0.289	-30
1.0472	6.00	0.013	-102	0.355	84	0.787	-46	3.211	79	0.137	83	0.262	2
1.1424	5.50	0.007	-68	0.269	88	0.573	-60	3.403	81	0.115	122	0.222	43
1.2566	5.00	0.001	-15	0.178	98	0.346	-63	3.585	86	0.080	-176	0.148	91
1.3963	4.50	0.001	-165	0.086	131	0.174	-53	3.702	91	0.058	-78	0.027	143
1.5708	4.00	0.000	0	0.091	-128	0.081	-34	4.192	93	0.028	34	0.067	64
1.7952	3.50	0.000	0	0.198	-112	0.038	3	3.526	78	0.008	-87	0.033	179
2.0944	3.00	0.002	119	0.144	-103	0.007	73	1.508	80	0.038	117	0.034	-143

Page 32

Licensee - Global Maritime

Rev 7.00.018

Ser614

\*\*\*\*\*

\* \*\*\* MOSES \*\*\* \*

\* ----- 1 May, 2016 \*

\* Response Amplitude Operators \*

\* \*

\* Draft = 3.1 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 19.22 Meters \*

\* Roll Gy. Radius = 0.0 Meters      Pitch Gy. Radius = 0.0 Meters      Yaw Gy. Radius = 0.0 Meters      \*

\* Heading = 135.00 Deg.      Forward Speed = 0.00 Knots      Linearization Based on 1/ 20      \*

\*      \*

\*\*\*\*\*

# +++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++

=====

Of Point On Body ONASIS10 At X = 35.0 Y = 0.0 Z = 2.1

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3396	18.50	0.604	-107	0.696	74	0.984	-15	0.467	74	0.413	72	1.147	-17
0.3491	18.00	0.601	-108	0.693	73	0.983	-16	0.491	73	0.435	71	1.206	-18
0.3590	17.50	0.598	-109	0.690	72	0.981	-17	0.518	72	0.459	70	1.269	-19
0.3696	17.00	0.595	-110	0.686	71	0.978	-18	0.546	71	0.485	69	1.336	-20
0.3808	16.50	0.592	-112	0.682	70	0.976	-20	0.576	70	0.512	67	1.409	-22

0.3927	16.00	0.588	-113	0.678	69	0.972	-21	0.609	69	0.542	66	1.487	-23
0.4054	15.50	0.583	-115	0.673	67	0.969	-22	0.644	67	0.574	64	1.571	-25
0.4189	15.00	0.578	-116	0.667	66	0.964	-24	0.682	66	0.610	63	1.661	-26
0.4333	14.50	0.572	-118	0.661	64	0.959	-26	0.723	64	0.648	61	1.758	-28
0.4488	14.00	0.566	-120	0.653	62	0.953	-28	0.767	62	0.689	59	1.861	-30
0.4654	13.50	0.558	-123	0.644	60	0.946	-30	0.814	60	0.733	56	1.972	-33
0.4833	13.00	0.549	-125	0.634	58	0.937	-32	0.865	58	0.782	54	2.090	-35
0.5027	12.50	0.539	-128	0.623	55	0.927	-35	0.918	55	0.834	51	2.215	-38
0.5236	12.00	0.527	-131	0.609	52	0.914	-38	0.974	52	0.889	48	2.346	-41
0.5464	11.50	0.512	-135	0.593	49	0.899	-41	1.032	49	0.949	44	2.482	-45
0.5712	11.00	0.496	-139	0.574	45	0.880	-45	1.091	45	1.011	40	2.620	-49
0.5984	10.50	0.476	-144	0.551	41	0.856	-50	1.148	41	1.076	35	2.756	-54
0.6283	10.00	0.453	-149	0.524	36	0.827	-55	1.201	36	1.142	30	2.884	-59
0.6614	9.50	0.426	-155	0.491	30	0.790	-60	1.242	30	1.207	24	2.996	-65
0.6981	9.00	0.394	-162	0.452	23	0.744	-67	1.265	23	1.268	17	3.081	-72
0.7392	8.50	0.358	-169	0.405	15	0.687	-75	1.255	16	1.322	10	3.127	-79
0.7854	8.00	0.318	-178	0.350	5	0.618	-84	1.194	7	1.365	2	3.121	-87
0.8378	7.50	0.275	171	0.285	-5	0.535	-94	1.058	-2	1.394	-7	3.053	-96
0.8976	7.00	0.227	159	0.211	-19	0.435	-106	0.818	-12	1.403	-18	2.920	-105
0.9666	6.50	0.176	144	0.134	-36	0.313	-120	0.465	-16	1.379	-31	2.727	-116
1.0472	6.00	0.120	125	0.060	-56	0.190	-127	0.229	46	1.291	-48	2.470	-129
1.1424	5.50	0.063	100	0.003	-72	0.125	-119	0.629	73	1.090	-68	2.091	-148



1.2566	5.00	0.014	76	0.026	54	0.097	-125	0.921	55	0.769	-87	1.401	-178
1.3963	4.50	0.008	178	0.035	-16	0.052	-137	0.787	40	0.546	-94	0.260	129
1.5708	4.00	0.002	-163	0.057	-96	0.020	-162	0.910	55	0.260	-127	0.624	-97
1.7952	3.50	0.004	-97	0.038	-172	0.004	162	0.802	-22	0.075	-110	0.309	162
2.0944	3.00	0.017	127	0.011	50	0.004	16	0.426	-110	0.359	125	0.327	-133

Page 33 Licensee - Global Maritime Rev 7.00.018 Ser614

```

*****
*                                     *
*                               *** MOSES ***                               *
*                               -----                               1 May, 2016 *
*
* Response Amplitude Operators                                           *
*
* Draft = 3.1 Meters           Trim Angle = 0.00 Deg.           GMT = 19.22 Meters *
* Roll Gy. Radius = 0.0 Meters Pitch Gy. Radius = 0.0 Meters Yaw Gy. Radius = 0.0 Meters *
* Heading = 180.00 Deg.       Forward Speed = 0.00 Knots       Linearization Based on 1/ 20 *
*
*****

```

```

+++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++
=====

```

Of Point On Body ONASIS10 At X = 35.0 Y = 0.0 Z = 2.1

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and M-Tons Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3396	18.50	0.908	-112	0.064	73	0.975	-22	0.043	73	0.624	67	0.122	-16
0.3491	18.00	0.903	-113	0.064	72	0.973	-23	0.045	72	0.657	66	0.128	-17
0.3590	17.50	0.898	-115	0.064	71	0.969	-25	0.048	71	0.692	64	0.135	-18
0.3696	17.00	0.892	-116	0.064	70	0.966	-26	0.051	70	0.730	63	0.142	-19
0.3808	16.50	0.885	-118	0.063	69	0.961	-28	0.053	69	0.770	61	0.149	-20
0.3927	16.00	0.877	-120	0.063	68	0.956	-30	0.056	68	0.814	59	0.158	-21
0.4054	15.50	0.868	-122	0.063	66	0.950	-32	0.060	66	0.861	57	0.167	-23
0.4189	15.00	0.858	-124	0.062	65	0.943	-34	0.063	65	0.912	55	0.176	-24
0.4333	14.50	0.846	-127	0.062	63	0.935	-36	0.067	63	0.967	52	0.186	-26
0.4488	14.00	0.832	-129	0.061	61	0.925	-39	0.071	61	1.025	50	0.197	-28
0.4654	13.50	0.817	-132	0.060	59	0.913	-42	0.076	59	1.088	47	0.209	-30
0.4833	13.00	0.799	-136	0.059	56	0.899	-45	0.081	56	1.155	43	0.222	-33
0.5027	12.50	0.777	-139	0.058	53	0.882	-49	0.086	53	1.225	39	0.235	-35
0.5236	12.00	0.752	-144	0.057	50	0.861	-53	0.092	50	1.299	35	0.249	-38
0.5464	11.50	0.723	-148	0.056	47	0.836	-58	0.097	47	1.375	31	0.263	-42

0.5712	11.00	0.689	-154	0.055	43	0.804	-64	0.103	43	1.451	25	0.278	-46
0.5984	10.50	0.648	-160	0.053	38	0.764	-70	0.109	38	1.524	19	0.292	-50
0.6283	10.00	0.600	-167	0.051	33	0.715	-77	0.115	33	1.590	12	0.306	-55
0.6614	9.50	0.543	-174	0.048	27	0.653	-84	0.120	27	1.642	4	0.318	-60
0.6981	9.00	0.478	176	0.045	20	0.578	-93	0.124	20	1.671	-3	0.327	-66
0.7392	8.50	0.403	166	0.041	11	0.489	-101	0.126	11	1.664	-13	0.332	-73
0.7854	8.00	0.320	156	0.036	1	0.389	-109	0.123	1	1.605	-24	0.331	-80
0.8378	7.50	0.231	146	0.031	-9	0.291	-113	0.115	-9	1.477	-36	0.324	-88
0.8976	7.00	0.144	140	0.025	-23	0.223	-108	0.096	-23	1.263	-48	0.310	-96
0.9666	6.50	0.082	151	0.017	-40	0.215	-103	0.066	-37	0.982	-56	0.289	-106
1.0472	6.00	0.077	175	0.010	-58	0.217	-114	0.024	-40	0.766	-52	0.262	-117
1.1424	5.50	0.083	166	0.003	-71	0.170	-132	0.032	67	0.833	-46	0.222	-134
1.2566	5.00	0.055	140	0.002	24	0.113	-141	0.072	51	0.971	-62	0.149	-161
1.3963	4.50	0.016	146	0.004	-2	0.075	-142	0.075	30	0.849	-86	0.027	150
1.5708	4.00	0.010	-166	0.005	-69	0.055	-166	0.080	49	0.465	-121	0.066	-70
1.7952	3.50	0.015	-158	0.004	-173	0.036	177	0.112	-10	0.332	-139	0.033	-161
2.0944	3.00	0.013	-150	0.003	123	0.021	-169	0.060	-55	0.196	-148	0.035	-85

**Tabel *Bending Radius***

Arc Length (m)	Minimum (m)	Maximum (m)			
0	infinity	infinity	124,9	185,7	327,1
2,5	2565,4	2777,6	125,6	185,1	342,4
7,4	1057,2	1179,7	126,2	184,6	355,4
12,4	814,3	956,1	126,8	184,1	366,6
17,3	750,4	904,8	127,5	183,9	378,7
22,2	784,7	958,9	128,1	184	387
27,2	897,7	2130,9	128,7	184,1	391,7
32,1	1216	18029,9	129,4	184,6	392,3
37,1	414,4	4391,4	130	185,1	388,3
42	249,8	3435,3	130,6	185,8	380
46,9	190,7	698,3	131,3	186,7	367,9
51,9	163,4	340,6	131,9	187,8	352,7
56,8	143,7	188,1	132,5	188,7	335,2
61,8	121,5	184	133,2	189,7	316,7
66,7	105,8	218,5	133,8	190,6	297,3
71,6	107,7	308	134,4	191,3	277,8
76,6	129,7	612,6	135,1	191,6	259
81,5	176,3	23850,8	135,7	188,8	244,7
86,5	297,1	590,3	136,3	184,2	232,8
91,4	290,9	1395,8	137	179	220,8
96,3	139,8	213,9	137,6	169,5	208,9
99,8	100,5	179,4	138,9	164,1	200,8
101,7	105,5	181,3	140,9	159,6	202,4
103,6	109,3	181,7	142,9	147,3	201,4
105,5	110,1	185,3	144,9	132,3	199
107,4	106,9	189,9	146,9	114,1	197,2
109,4	107,9	193,2	149,3	118	198,8
111,5	121,8	198,4	152,2	132,1	203,4
113,6	132,5	201,2	155	134,3	203,1
115,7	139,1	203,4	157,8	127,7	194,7
117,8	137,3	205	160,7	116,3	208,4
119,2	139,3	213,9	164,6	159,1	246,5
119,9	150,2	226,8	169,6	335,1	1234,1
120,5	162	239,9	174,6	326,3	1002,7
121,1	174,9	252,9	179,5	168,5	1950,0
121,8	188,7	265,6	184,5	115,6	459,8
122,4	188,7	277,7	189,5	102,7	267
123	188	288,9	194,5	107,8	200
123,7	187,3	299,3	199,5	126	177,3
124,3	186,5	312,6	204,5	149,3	216,9
			209,5	158,1	372,8

**Tabel Lanjutan Bending Radius**

214,4	188,3	909,6
219,4	247,7	9327,6
224,4	405,5	6340,9
229,4	1008,8	9159,4
234,4	6075	29095,5
239,4	4021	12445,5
244,3	2849,3	3539
249,3	2112,2	2318,1
254,3	3886,5	4240,8
256,8	infinity	infinity

**Tabel Hasil Analisis Above Water Tie In**

Pipeline Stern Side Lifting Result								
Step	Max. Von Misses Stress				Distance from end pipe	Allowable		Check
	Overbend		Sagbend			Davit Load (Kn)	% SMYS	
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS				
1	227,81	50,62	87,68	19,48	59,9	78,48	85	OK
2	231,06	51,35	103,61	23,02	64,84	78,48	85	OK
3	230,93	51,32	151,52	33,67	69,78	78,48	85	OK
4	230,80	51,29	184,71	41,05	69,78	78,48	85	OK
5	251	55,78	221,57	49,24	74,72	78,48	85	OK
6	271,13	60,25	241,74	53,72	74,72	78,48	85	OK
7	291,7	64,82	264,72	58,83	74,72	78,48	85	OK
8	326,41	72,53	297,12	66,03	79,66	78,48	85	OK
9	347,63	77,25	314,65	69,92	79,66	78,48	85	OK
10	341,21	75,82	322,63	71,7	79,66	78,48	85	OK

Pipeline Bow Side Lifting Result								
Step	Max. Von Misses Stress				Distance from end pipe	Allowable		Check
	Overbend		Sagbend			Davit Load (Kn)	% SMYS	
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS				
1	221,38	49,2	68,11	15,14	64,22	78,48	85	OK
2	230,05	51,12	123,87	27,53	69,21	78,48	85	OK
3	229,89	51,09	159	35,33	69,21	78,48	85	OK
4	230,85	51,3	193,81	43,07	74,19	78,48	85	OK
5	237,89	52,86	226,89	50,42	74,19	78,48	85	OK
6	257,04	57,12	253,6	56,36	79,17	78,48	85	OK
7	260,55	57,9	282,59	62,8	79,17	78,48	85	OK
8	274,76	61,06	299,65	66,59	79,17	78,48	85	OK
9	332,6	73,91	311,42	69,2	84,16	78,48	85	OK
10	337,18	74,93	321,98	71,55	84,16	78,48	85	OK

Pipeline Lowering							
Step	Max. Von Misses Stress				Allowable		Check
	Stern Side		Bow Side				
	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	Davit Load (Kn)	% SMYS	
1	312,4	69,43	319	70,89	78,48	85	OK
2	312,4	69,43	320,5	71,23	78,48	85	OK
3	352,1	70,24	361,1	80,24	78,48	85	OK
4	345,6	76,79	356,5	79,22	78,48	85	OK
5	292	64,88	294,6	65,46	78,48	85	OK
6	261,6	58,13	279,3	62,06	78,48	85	OK
7	239,7	53,26	245,5	54,58	78,48	85	OK
8	234,3	52,86	250,1	55,58	78,48	85	OK
9	232,2	51,6	250,1	55,58	78,48	85	OK
10	228	50,67	241,3	53,62	78,48	85	OK

### Pipeline Stern Side Lifting Result

Step	Pipe elevation (m)	Pipe vertical angle (deg)	Davit #1				Davit #2				Davit #3			
			elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)
1	-7,8	1,77	-7,26	0,67	2,17	48,19	-7,04	0,89	1,23	25,72	-7,05	0,88	0,57	64,76
2	-6,63	2,98	-6,52	0,74	1,98	55,58	-6,16	0,88	1,04	0	-6,06	0,99	0,88	65,85
3	-5,52	2,53	-5,74	0,78	2,09	61,19	-5,23	0,93	1,22	1,61	-5,04	1,02	1,19	61,47
4	-4,43	2,1	-5	0,74	2,31	62,87	-4,35	0,89	1,71	3,69	-4,06	0,98	1,81	59,62
5	-3,24	1,69	-4,23	0,77	2,91	67,66	-3,43	0,91	2,6	9,39	-3,06	1,01	2,67	58,21
6	-2,02	1,24	-3,48	0,76	3,48	69,55	-2,53	0,9	3,57	20,32	-2,06	0,99	4,03	60,37
7	-1,09	0,92	-2,73	0,75	4,48	70,42	-1,63	0,9	5,34	21,89	-1,08	0,98	6,12	63,25
8	-0,08	0,64	-1,95	0,77	6,05	74,58	-0,7	0,93	8	30,03	-0,07	1,01	9,26	66,84
9	0,88	1,18	-1,17	0,78	7,85	72,8	0,25	0,95	11,86	33,3	0,98	1,05	15,15	77,48
10	2,14	0,78	-0,43	0,74	10,61	70,34	1,16	0,92	18,27	48,24	2,04	1,06	26,25	75,96

Davit #3				Max. Von Misses Stress				Distance from end pipe	Allowable		Check
elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	Overbend		Sagbend			Davit Load (Kn)	% SMYS	
				Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS				
-7,05	0,88	0,57	64,76	227,81	50,62	87,68	19,48	59,9	78,48	85	OK
-6,06	0,99	0,88	65,85	231,06	51,35	103,61	23,02	64,84	78,48	85	OK
-5,04	1,02	1,19	61,47	230,93	51,32	151,52	33,67	69,78	78,48	85	OK
-4,06	0,98	1,81	59,62	230,80	51,29	184,71	41,05	69,78	78,48	85	OK
-3,06	1,01	2,67	58,21	251	55,78	221,57	49,24	74,72	78,48	85	OK
-2,06	0,99	4,03	60,37	271,13	60,25	241,74	53,72	74,72	78,48	85	OK
-1,08	0,98	6,12	63,25	291,7	64,82	264,72	58,83	74,72	78,48	85	OK
-0,07	1,01	9,26	66,84	326,41	72,53	297,12	66,03	79,66	78,48	85	OK
0,98	1,05	15,15	77,48	347,63	77,25	314,65	69,92	79,66	78,48	85	OK
2,04	1,06	26,25	75,96	341,21	75,82	322,63	71,7	79,66	78,48	85	OK

### *Pipeline Bow Side Lifting Result*

Step	Pipe elevation (m)	Pipe vertical angle (deg)	Davit #4				Davit #5				Davit #6			
			elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)
1	-7,76	1,69	-7,06	0,87	0,51	65,5	-7,04	0,89	0,68	24,2	-7,27	0,65	0,92	47,14
2	-6,71	3,01	-6,09	0,97	0,46	67,2	-6,14	0,9	0,45	2,68	-6,58	0,69	0,9	55,49
3	-5,63	2,67	-5,08	1,01	0,39	63,89	-5,2	0,94	0,54	4,71	-5,85	0,73	0,91	58,25
4	-4,53	2,34	-4,1	0,98	0,79	61,36	-4,29	0,9	0,77	7,71	-5,15	0,7	0,83	62,04
5	-3,41	2	-3,06	1,04	1,6	59,79	-3,32	0,97	1,51	11,03	-4,39	0,76	1,25	65,95
6	-2,41	1,68	-2,09	0,98	2,77	61	-2,41	0,91	2,58	17,33	-3,69	0,7	1,86	66,03
7	-1,21	1,34	-1,11	0,97	4,59	56,22	-1,52	0,9	4,21	24,65	-3	0,69	2,7	59,15
8	-0,24	1,11	-0,09	1,02	7,43	59,09	-0,56	0,96	6,5	30,11	-2,25	0,74	3,82	70,55
9	0,62	1,69	0,95	1,05	12,43	77,17	0,42	0,98	10,42	30,25	-1,5	0,75	5,56	70,47
10	2,14	1,56	2,07	1,11	23,08	76,18	1,42	1	17,38	49,08	-0,77	0,73	7,63	69,83

Davit #6				Max. Von Misses Stress				Distance from end pipe	Allowable		Check
elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	Overbend		Sagbend			Davit Load (Kn)	% SMYS	
				Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS				
-7,27	0,65	0,92	47,14	221,38	49,2	68,11	15,14	64,22	78,48	85	OK
-6,58	0,69	0,9	55,49	230,05	51,12	123,87	27,53	69,21	78,48	85	OK
-5,85	0,73	0,91	58,25	229,89	51,09	159	35,33	69,21	78,48	85	OK
-5,15	0,7	0,83	62,04	230,85	51,3	193,81	43,07	74,19	78,48	85	OK
-4,39	0,76	1,25	65,95	237,89	52,86	226,89	50,42	74,19	78,48	85	OK
-3,69	0,7	1,86	66,03	257,04	57,12	253,6	56,36	79,17	78,48	85	OK
-3	0,69	2,7	59,15	260,55	57,9	282,59	62,8	79,17	78,48	85	OK
-2,25	0,74	3,82	70,55	274,76	61,06	299,65	66,59	79,17	78,48	85	OK
-1,5	0,75	5,56	70,47	332,6	73,91	311,42	69,2	84,16	78,48	85	OK
-0,77	0,73	7,63	69,83	337,18	74,93	321,98	71,55	84,16	78,48	85	OK



### Pipeline Lowering

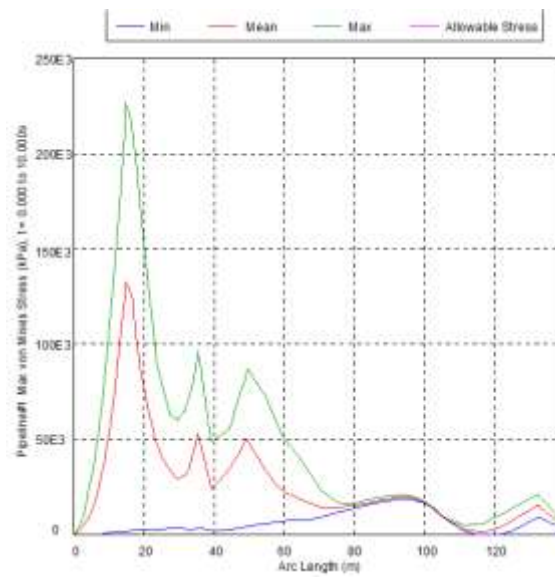
Step	Pipe elevation (m)	Pipe vertical angle (deg)	Davit #1				Davit #2				Davit #3			
			elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire angle (deg)	Davit Load (kN)
1	2,24	0,1	-0,41	0	10,2	65,1	1,17	0	18,1	62,7	2,05	0	18,9	50,2
2	2,23	0,32	-0,42	-0,01	10,51	63,8	1,16	-0,01	18,23	64,5	2,04	-0,01	-	51,6
3	2,21	0,31	-0,44	-0,02	10,65	70,5	1,14	-0,02	17,79	68,1	2,02	-0,02	-	49,9
4	0,91	0,29	-1,42	-0,98	12,18	73,9	-0,01	-1,14	12,8	42,5	0,74	-1,28	-	36,3
5	0,39	0,27	-2,35	-0,94	12,53	63,7	-1,14	-1,14	11,15	43,2	-0,53	-1,28	-	24,9
6	-1,66	0,26	-3,31	-0,96	12,55	64,4	-2,28	-1,14	9,29	41,5	-1,78	-1,25	-	23,1
7	-2,99	0,35	-4,23	-1,02	13,62	64,6	-3,49	-1,21	8,58	33,2	-3,09	-1,31	-	24,1
8	-4,23	0,39	-5,17	-0,84	15,33	63,6	-4,56	-1,06	9,94	27,6	-4,29	-1,2	-	25,5
9	-5,43	0,36	-5,99	-0,82	17,48	64,6	-5,61	-1,06	11,99	21,7	-5,49	-1,21	-	25,5
10	-6,71	0,27	-6,8	-0,81	19,67	70,1	-6,69	-1,08	14,38	18,9	-6,69	-1,18	-	32,3

Davit #4				Davit #5				Davit #6				Max. Von Misses Stress					
elevation (m)	Different (m)	Davit wire	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire	Davit Load (kN)	elevation (m)	Different (m)	Davit wire	Davit Load (kN)	Pipeline #1		Overbend		Pipeline #2	
												Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS
2,11	0	10,2	35,5	1,45	0	13,1	70,3	-0,7	0	7,9	68,5	312,4	69,43	348,8	77,51	319	70,89
2,1	-0,01	-	36,8	1,44	-0,01	-	70,7	-0,8	-0,01	8,3	70,3	312,4	69,43	350,4	77,87	320,5	71,23
2,08	-0,02	-	39,3	1,42	-0,02	-	69,8	-0,9	-0,01	9,2	72,3	352,1	70,24	358,5	79,57	361,1	80,24
0,82	-1,26	-	35,1	0,25	-1,17	-	44,3	-1,7	-0,96	12,1	68,4	345,6	76,79	371,7	82,61	356,5	79,22
-0,46	-1,27	-	22,8	-0,93	-1,18	-	47	-2,7	-0,94	13	62,3	292	64,88	317,2	70,48	294,6	65,46
-1,7	-1,24	-	26,8	-2,1	-1,18	-	44,8	-3,6	-0,96	13,3	60,2	261,6	58,13	302,6	67,24	279,3	62,06
-3,01	-1,31	-	28,9	-3,33	-1,23	-	38,1	-4,5	-0,92	14,4	58,9	239,7	53,26	289,9	64,41	245,5	54,58
-4,22	-1,21	-	31,5	-4,43	-1,1	-	32,3	-5,3	-0,79	16,4	60,5	234,3	52,86	281,9	62,64	250,1	55,58
-5,44	-121	-	33,4	-5,53	-1,1	-	27	-6,1	-0,76	18,6	60,7	232,2	51,6	275,7	61,26	250,1	55,58
-6,64	-1,29	-	36,5	-6,62	-1,09	-	24,6	-6,8	-0,74	20,8	62,7	228	50,67	273,6	60,8	241,3	53,62

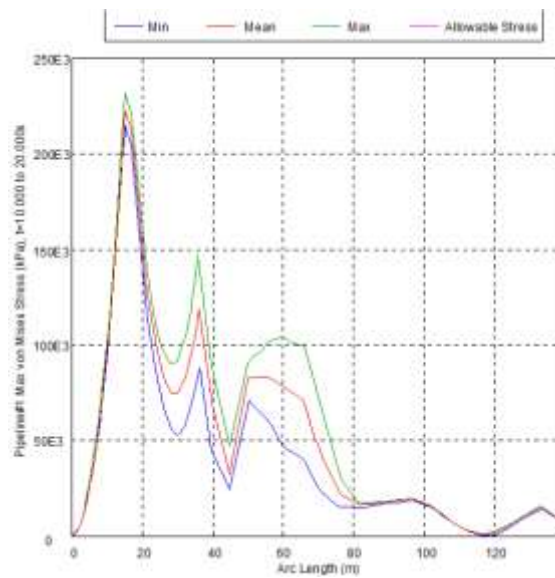
***Pipeline Lowering***

Max. Von Misses Stress						Allowable		Check
Pipeline #1		Overbend		Pipeline #2		Davit Load (Kn)	% SMYS	
Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS	Mpa	% SMYS			
312,4	69,43	348,8	77,51	319	70,89	78,48	85	OK
312,4	69,43	350,4	77,87	320,5	71,23	78,48	85	OK
352,1	70,24	358,5	79,57	361,1	80,24	78,48	85	OK
345,6	76,79	371,7	82,61	356,5	79,22	78,48	85	OK
292	64,88	317,2	70,48	294,6	65,46	78,48	85	OK
261,6	58,13	302,6	67,24	279,3	62,06	78,48	85	OK
239,7	53,26	289,9	64,41	245,5	54,58	78,48	85	OK
234,3	52,86	281,9	62,64	250,1	55,58	78,48	85	OK
232,2	51,6	275,7	61,26	250,1	55,58	78,48	85	OK
228	50,67	273,6	60,8	241,3	53,62	78,48	85	OK

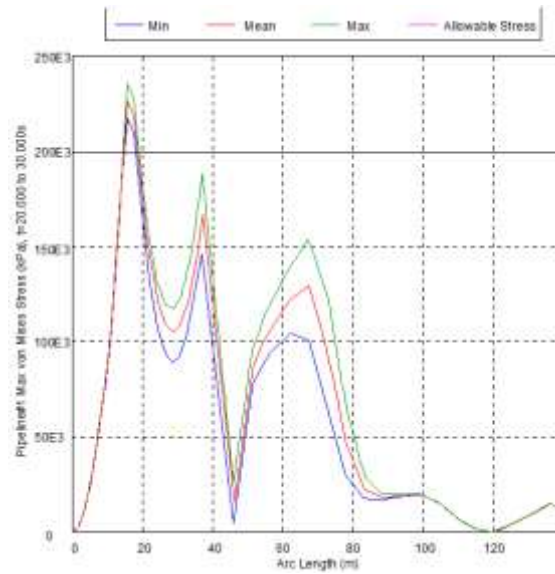
## Grafik *Lifting Stern Side*



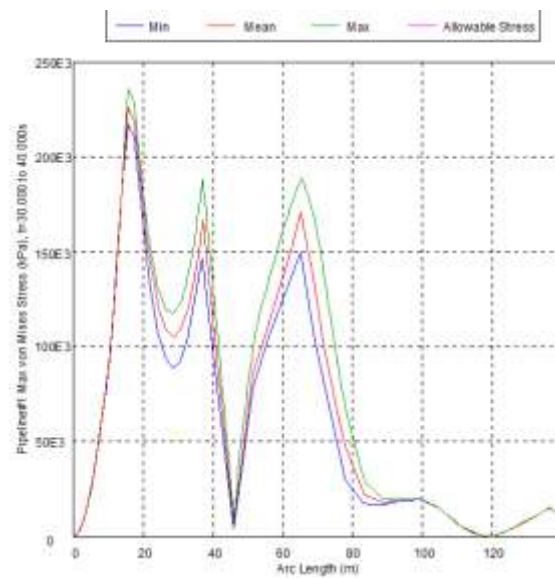
Gambar Grafik *Stress Lifting Stern Side Step 1*



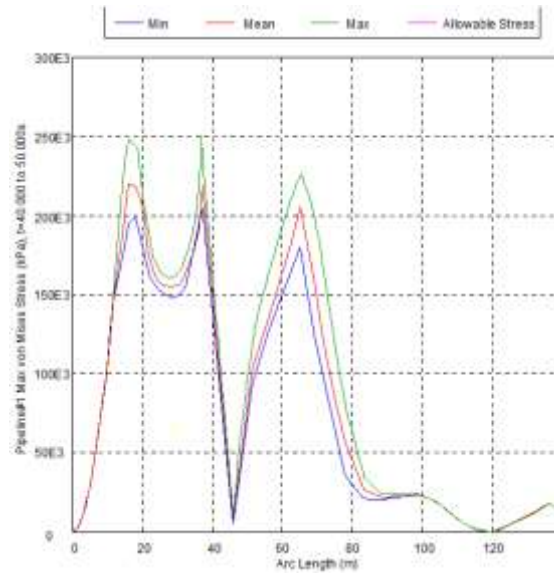
Gambar Grafik *Stress Lifting Stern Side Step 2*



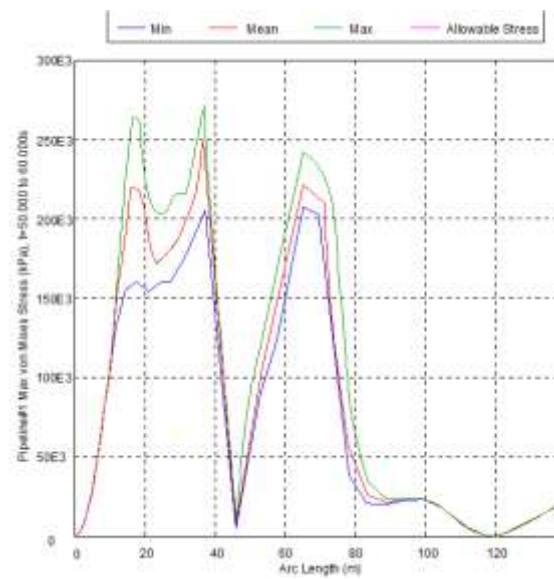
**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 3**



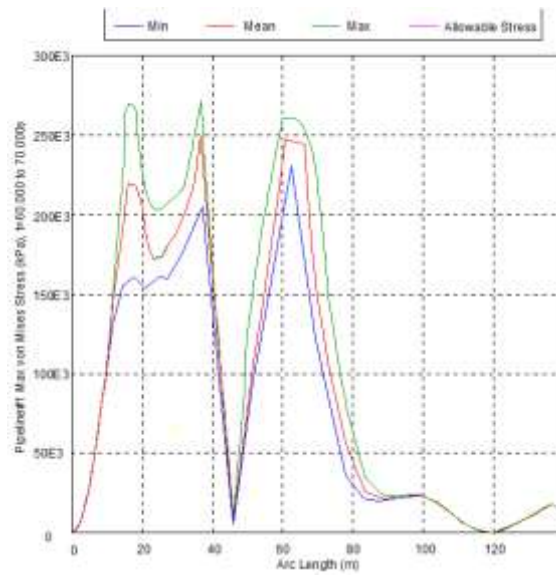
**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 4**



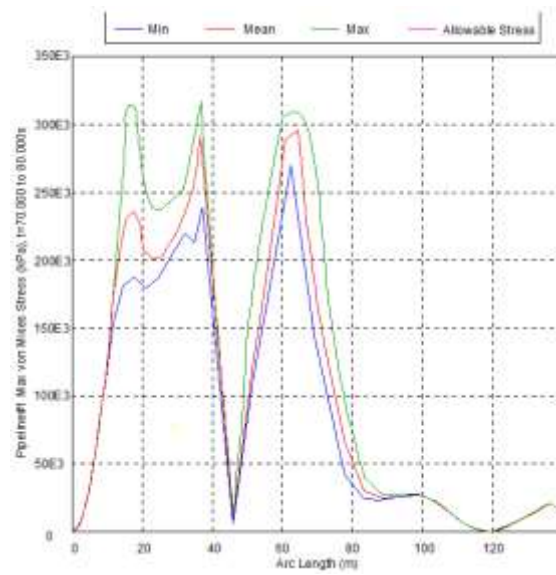
**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 5**



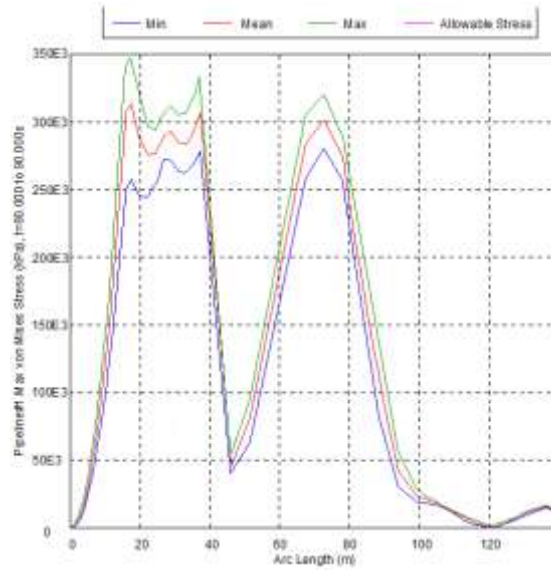
**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 6**



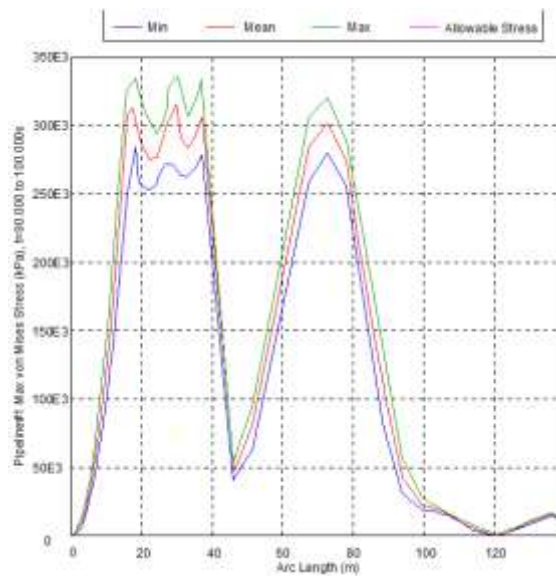
**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 7**



**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 8**

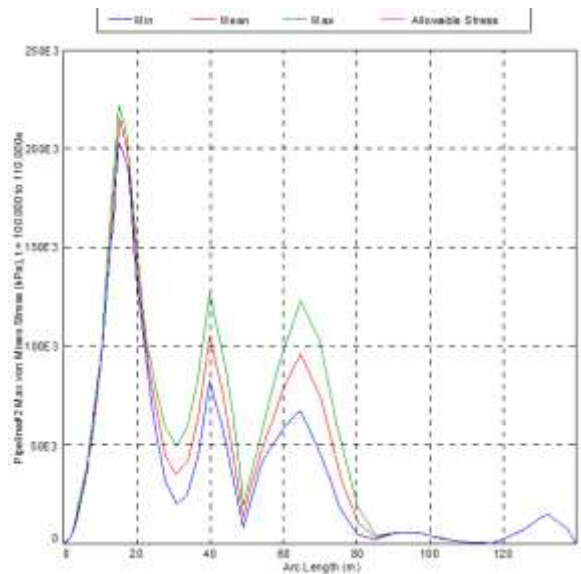


**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 9**

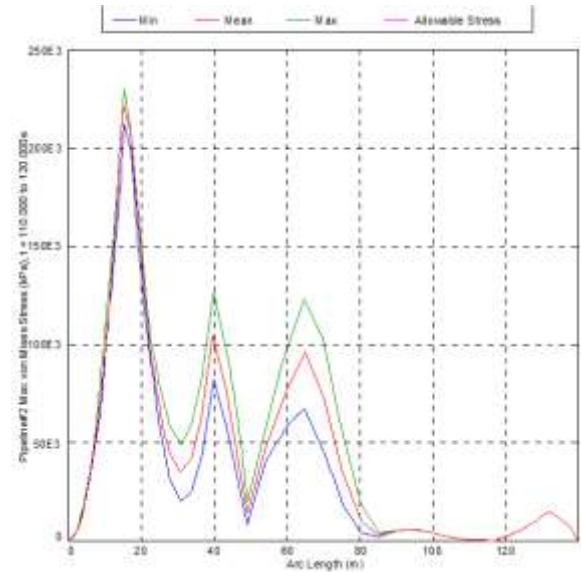


**Gambar Grafik Stress Lifting Stern Side Step 10**

**Grafik *Lifting Bow Side***

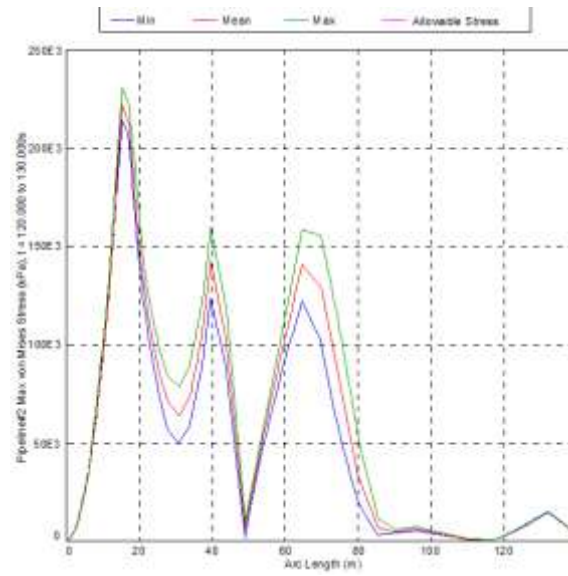


**Gambar Grafik *Stress Lifting Bow Side Step 1***

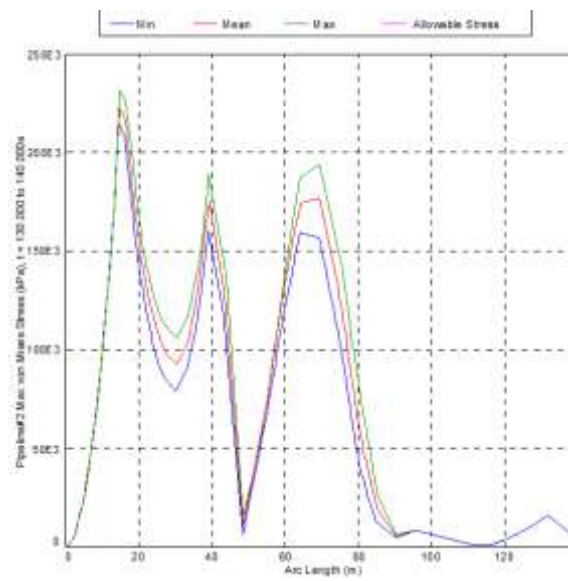


**Gambar Grafik *Stress Lifting Bow Side Step 2***

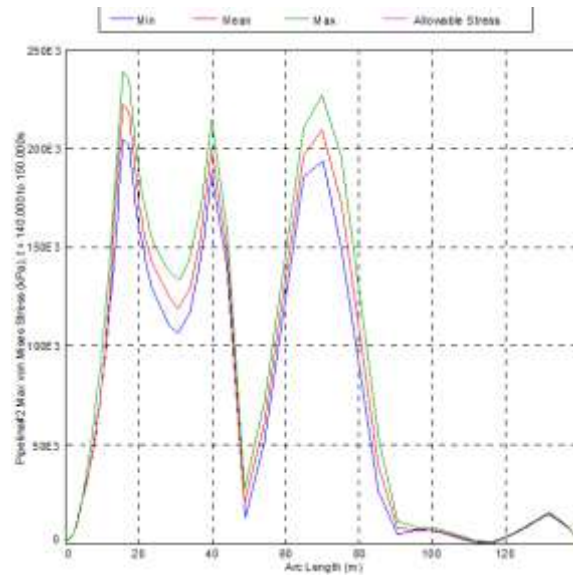




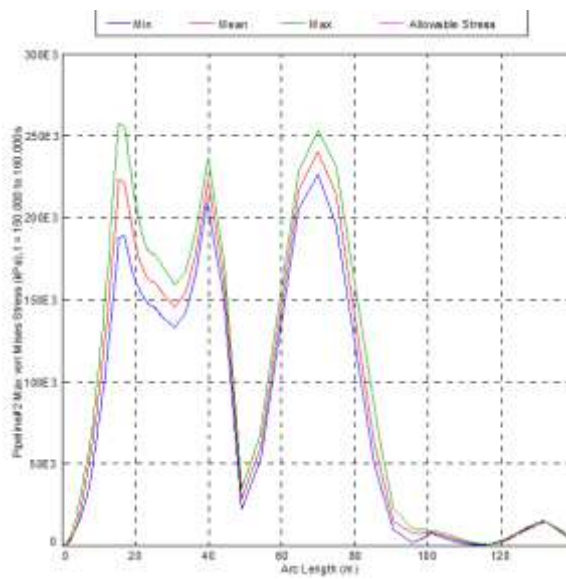
**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 3**



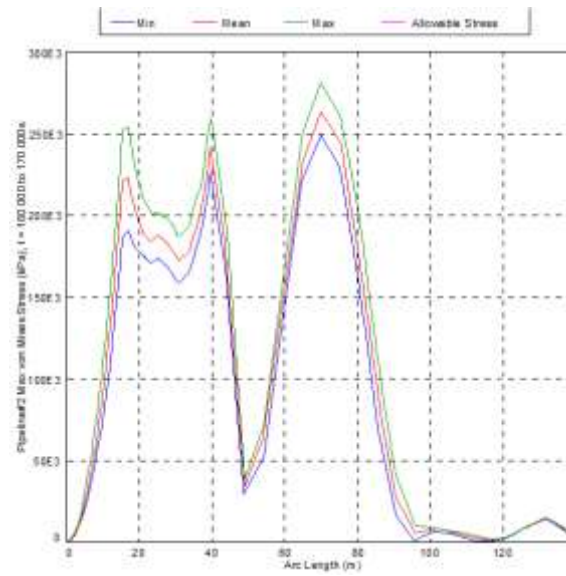
**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 4**



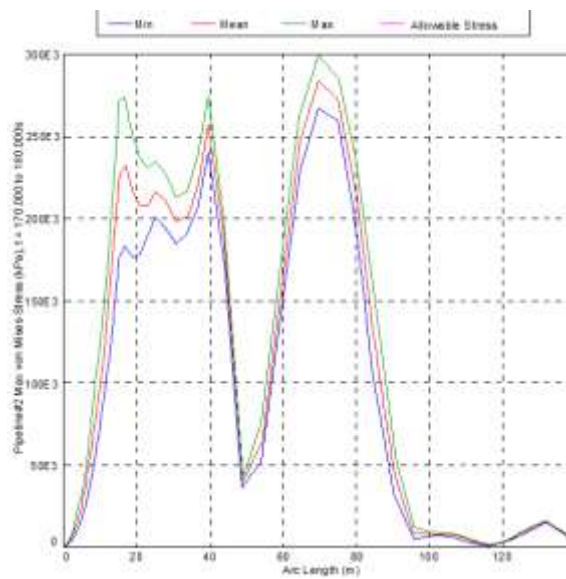
**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 5**



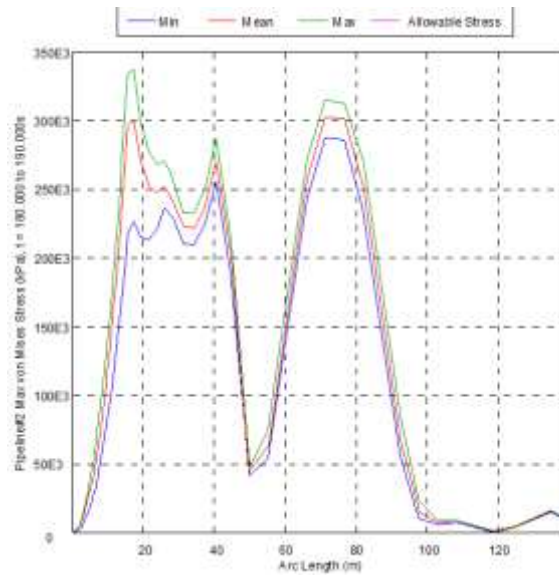
**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 6**



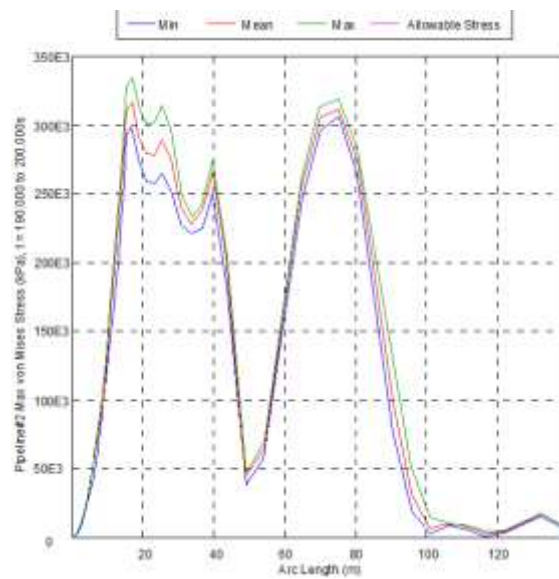
**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 7**



**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 8**

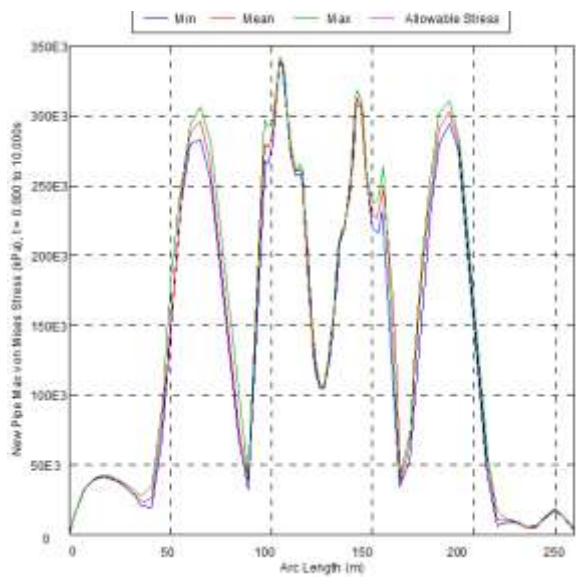


**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 9**

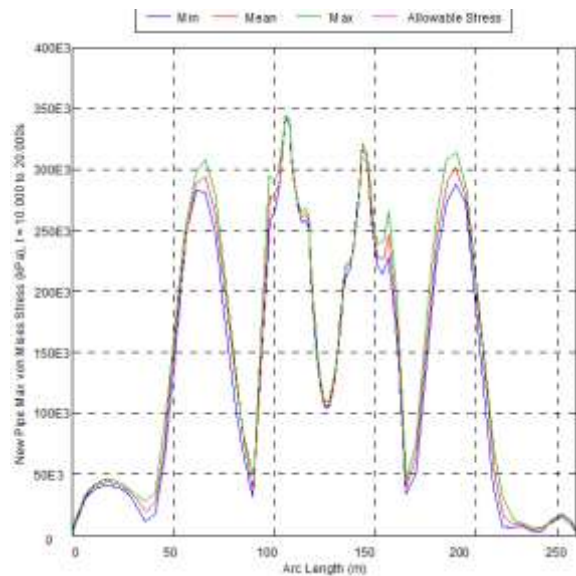


**Gambar Grafik Stress Lifting Bow Side Step 10**

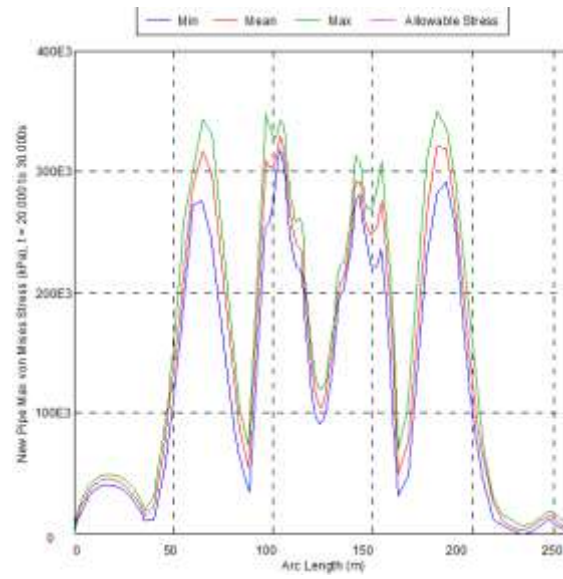
Grafik Lowering



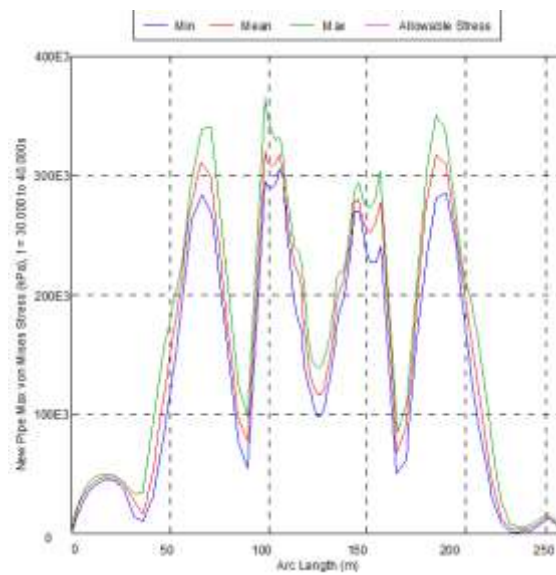
Gambar Grafik Stress Lowering Step 1



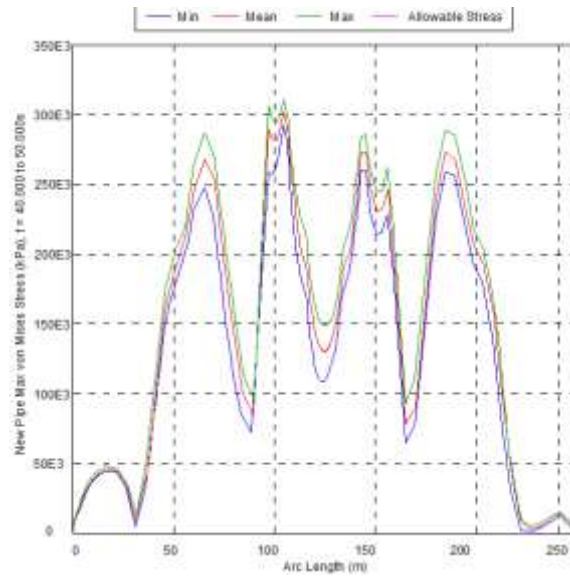
Gambar Grafik Stress Lowering Step 2



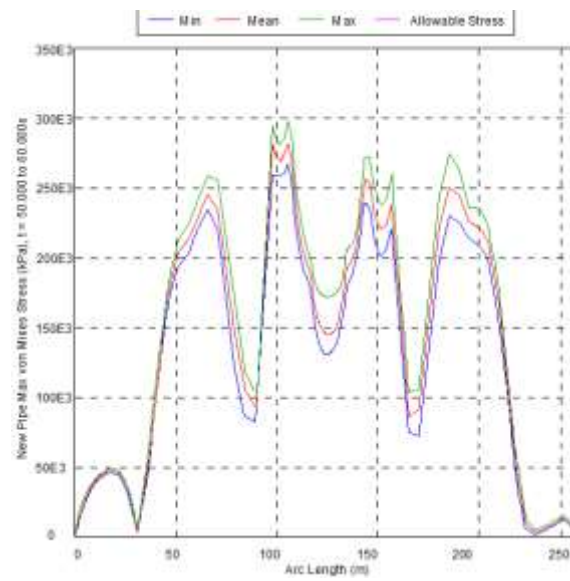
**Gambar Grafik Stress Lowering Step 3**



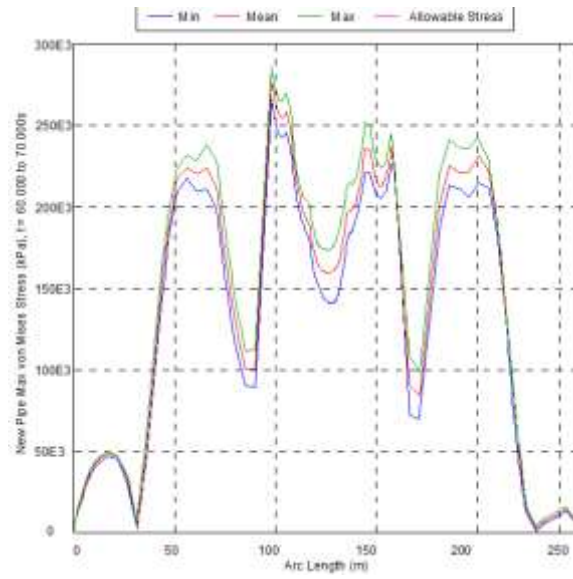
**Gambar Grafik Stress Lowering Step 4**



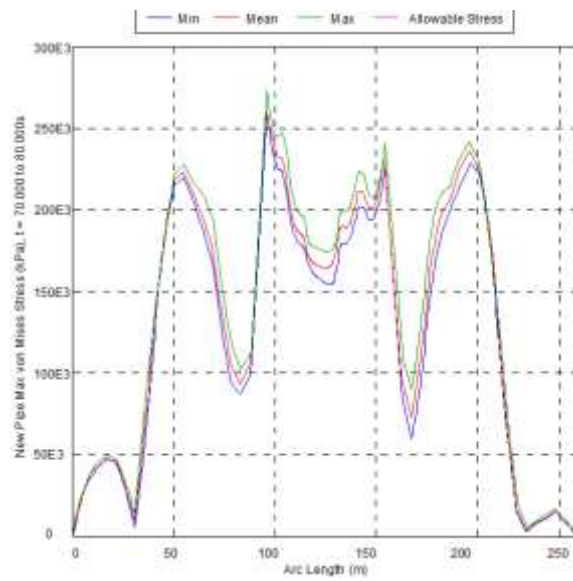
**Gambar Grafik Stress Lowering Step 5**



**Gambar Grafik Stress Lowering Step 6**

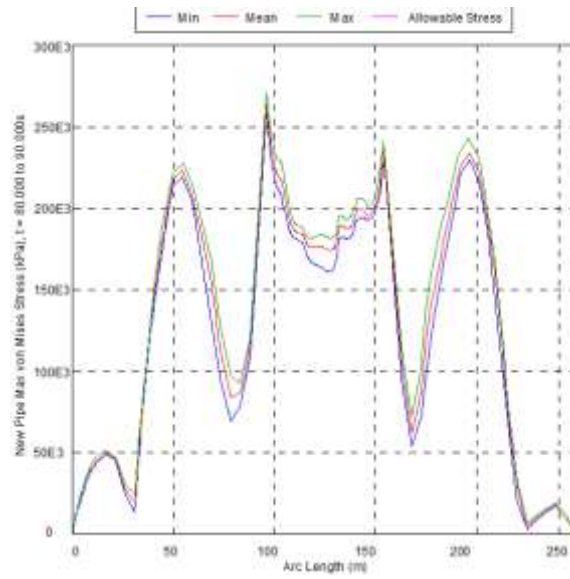


**Gambar Grafik Stress Lowering Step 7**

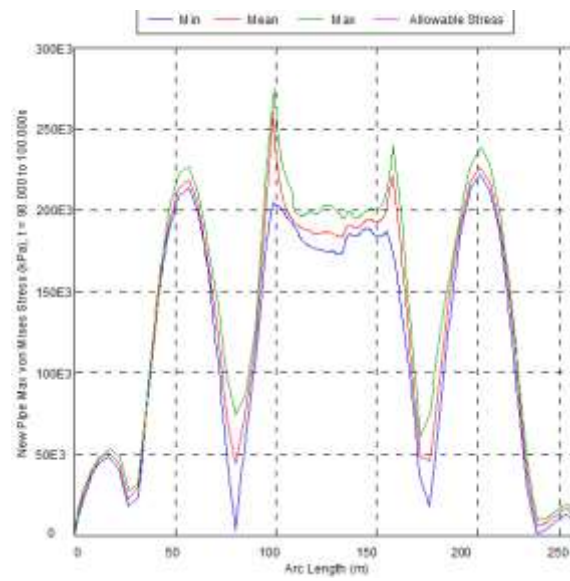


**Gambar Grafik Stress Lowering Step 8**



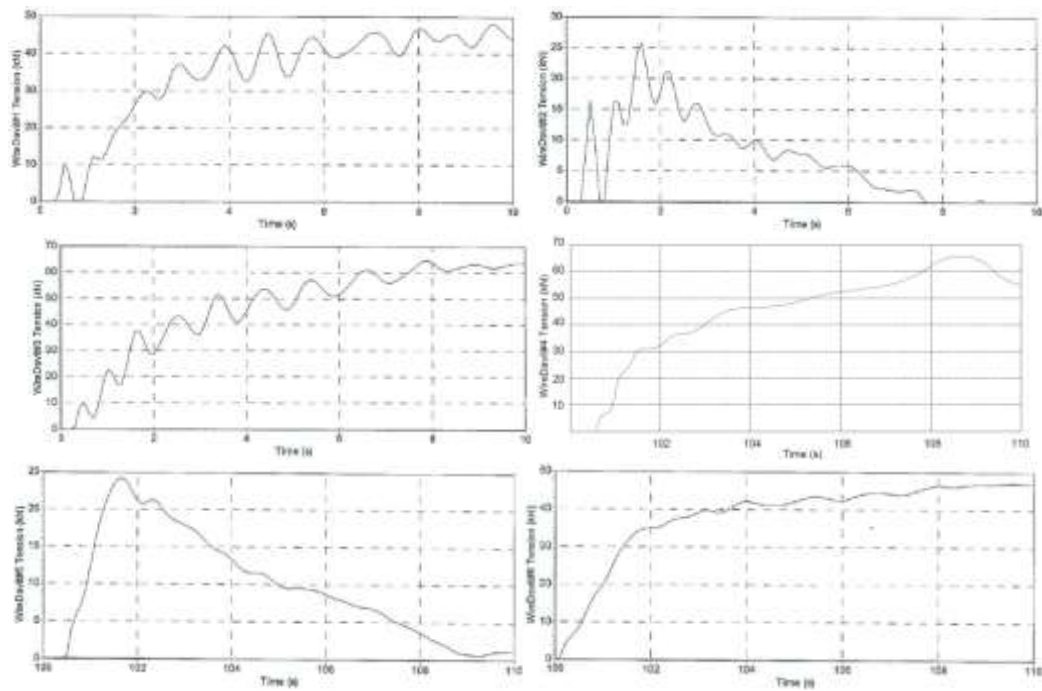


**Gambar Grafik Stress Lowering Step 9**

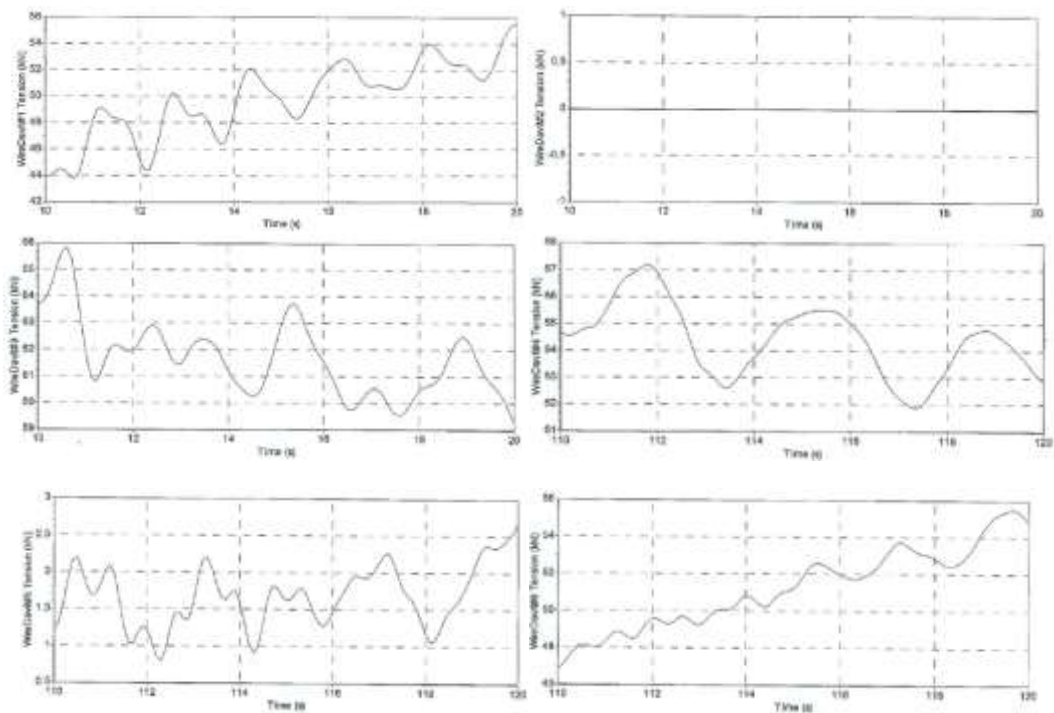


**Gambar Grafik Stress Lowering Step 10**

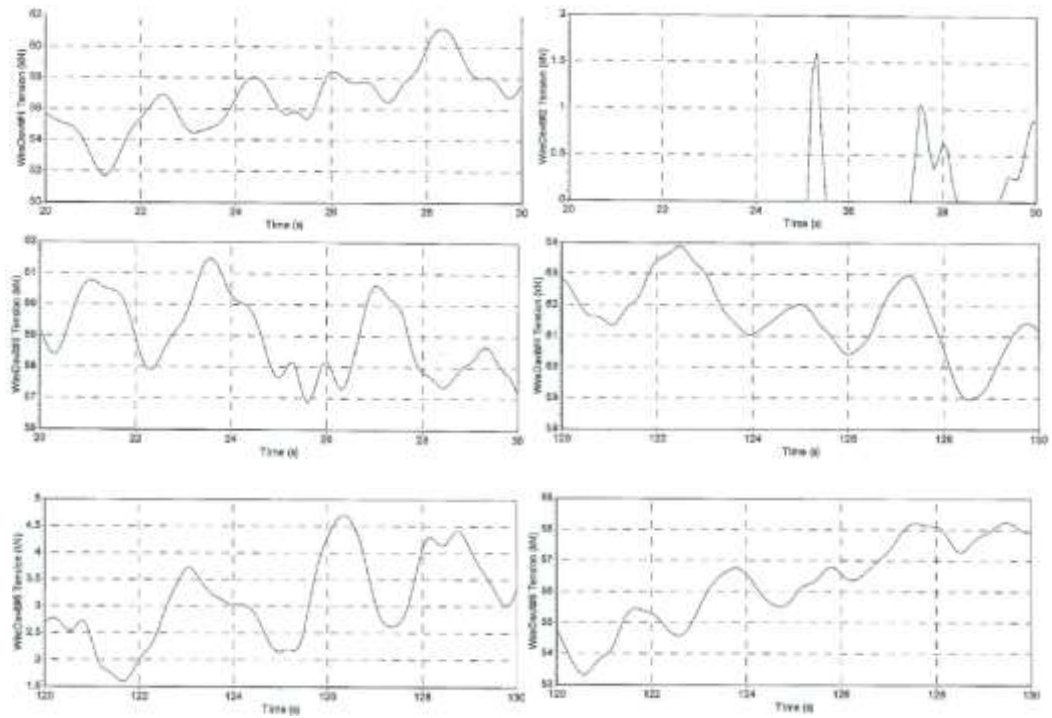
### Grafik *Tension Davit Lifting* dan *Lowering*



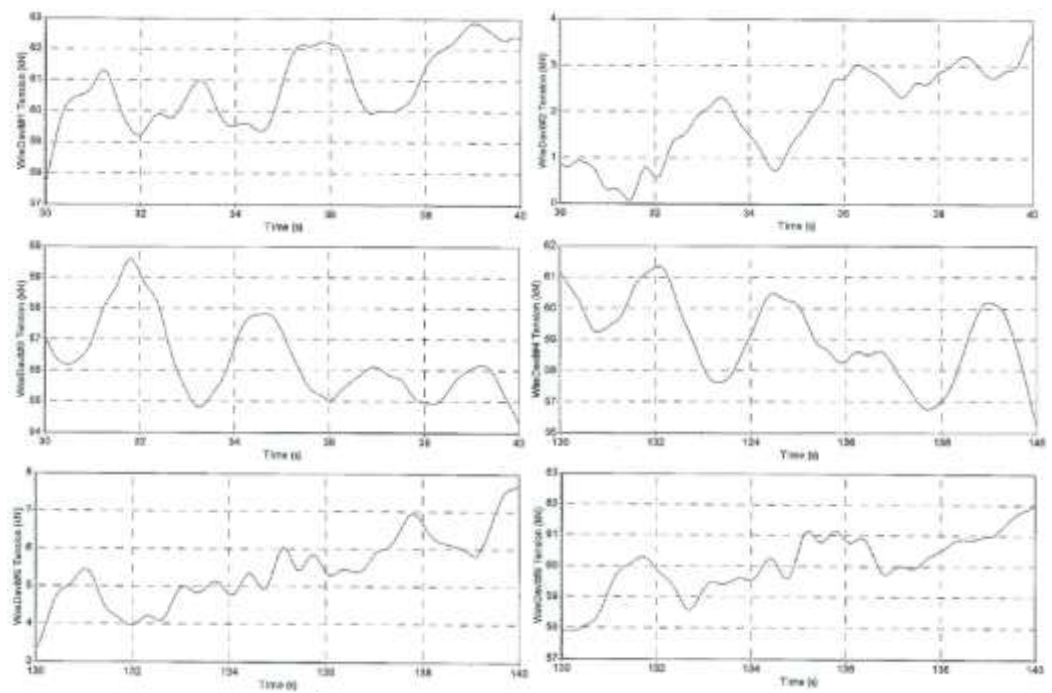
Gambar Grafik *Tension Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 1 Proses Lifting*



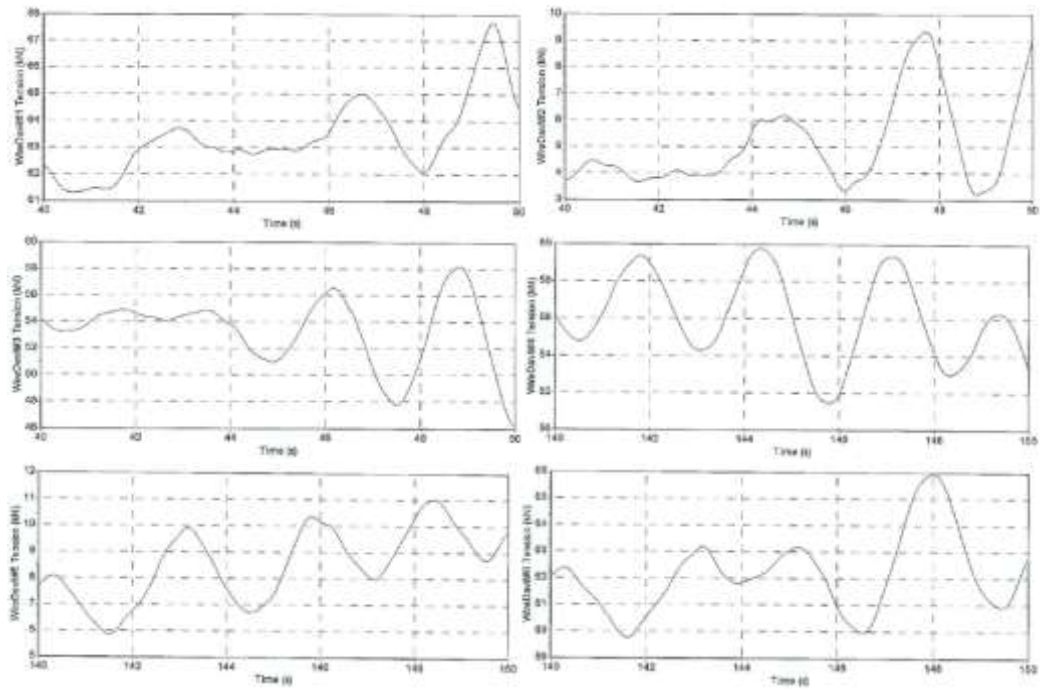
Gambar Grafik *Tension Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 2 Proses Lifting*



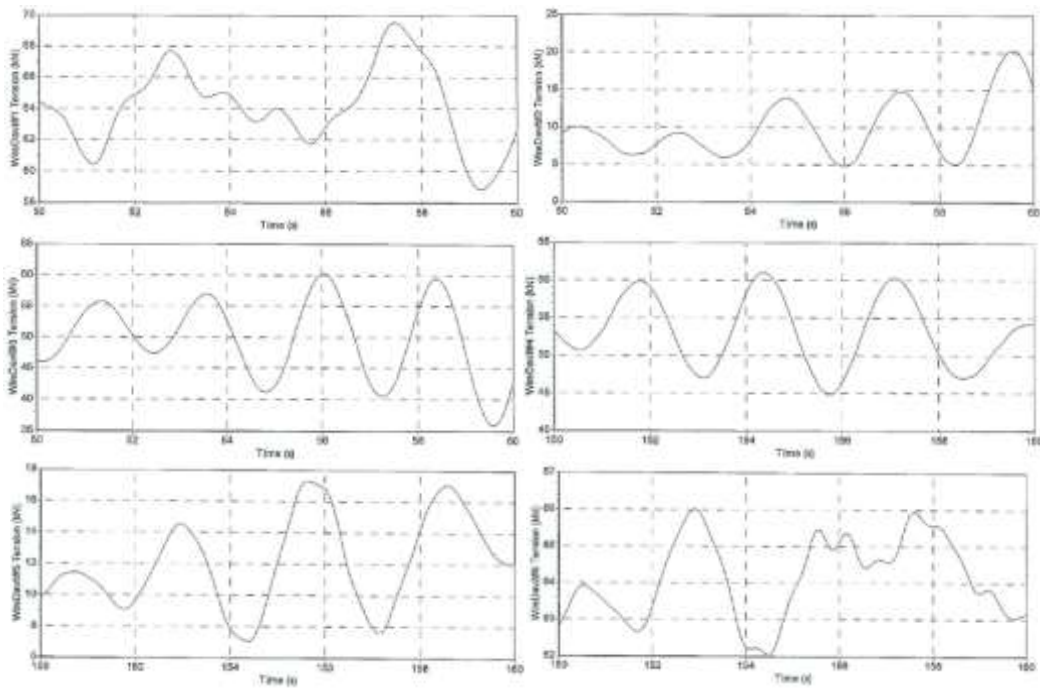
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 3* Proses *Lifting*



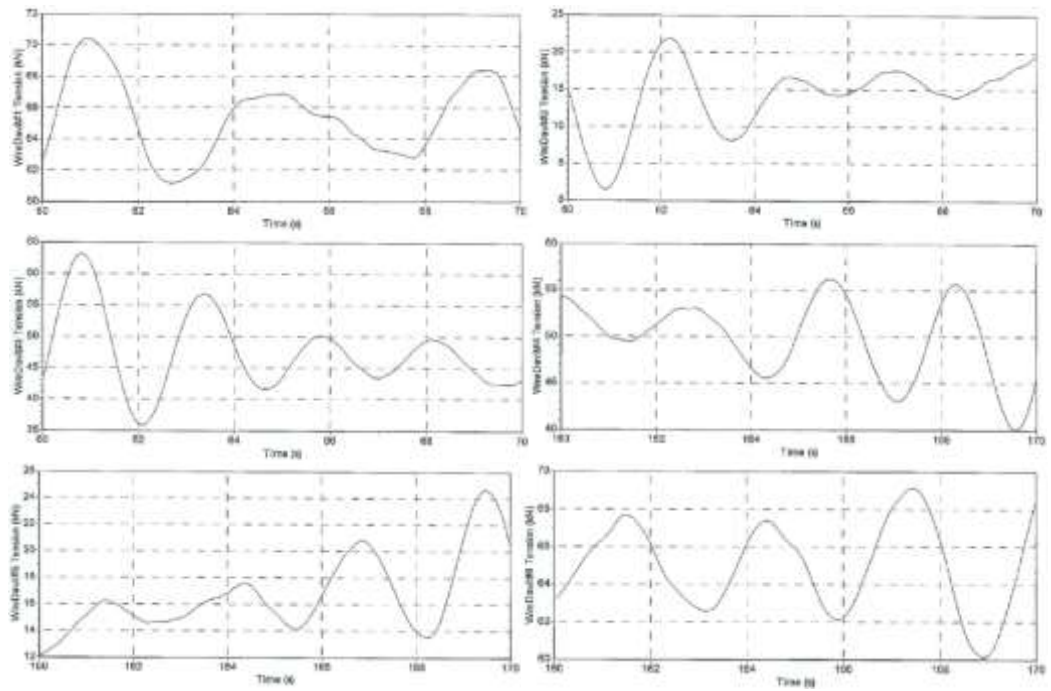
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 4* Proses *Lifting*



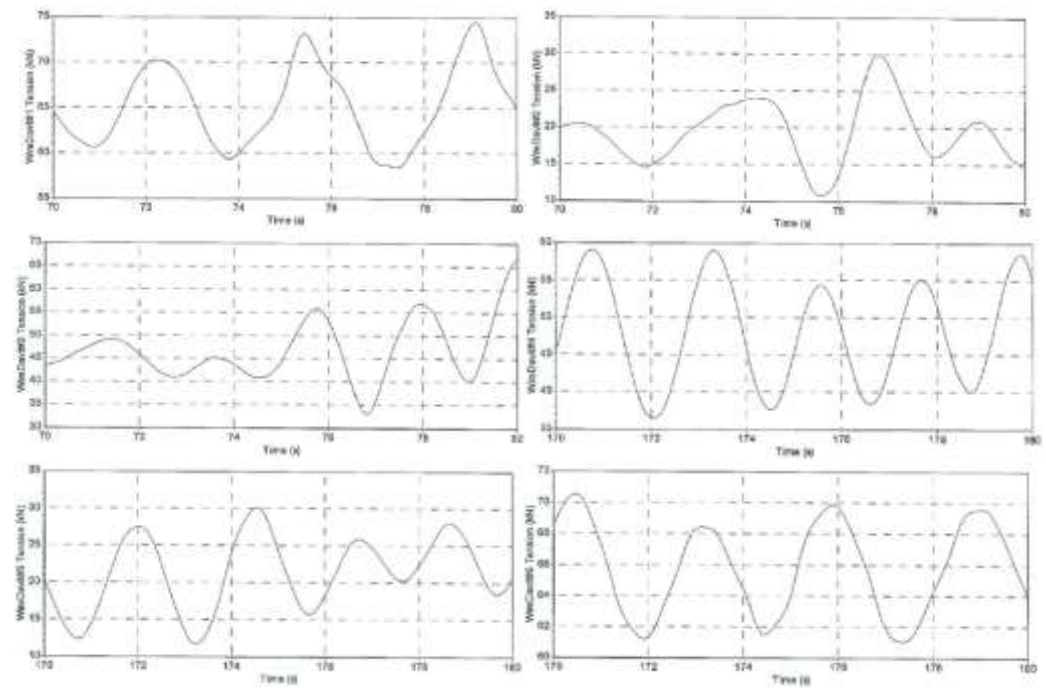
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 5* Proses *Lifting*



Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 6* Proses *Lifting*

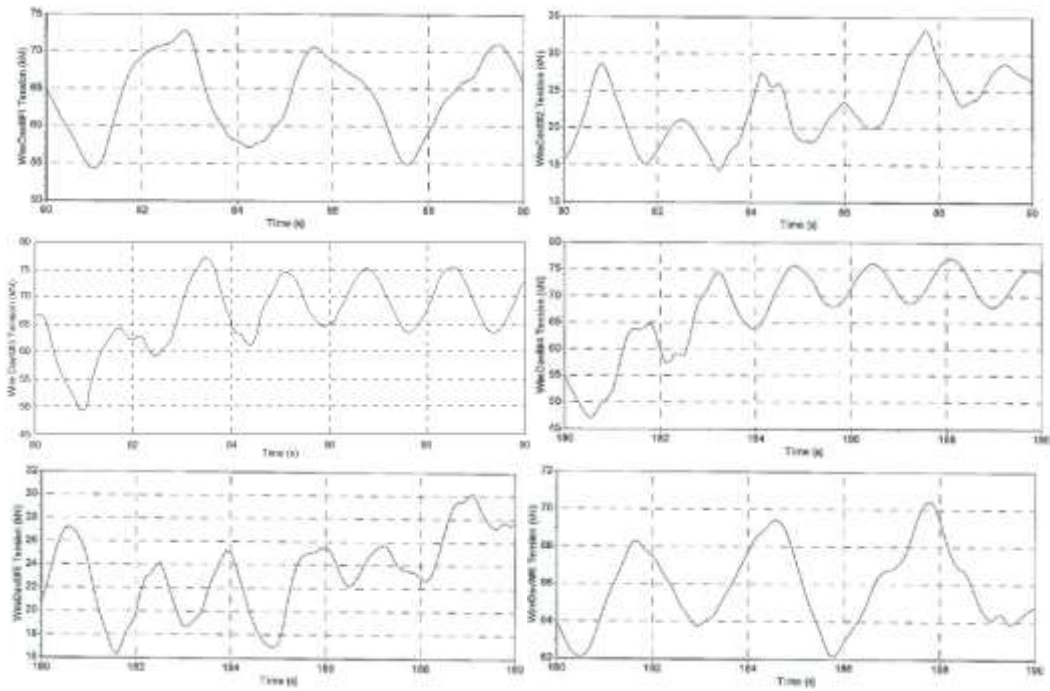


Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 7* Proses *Lifting*

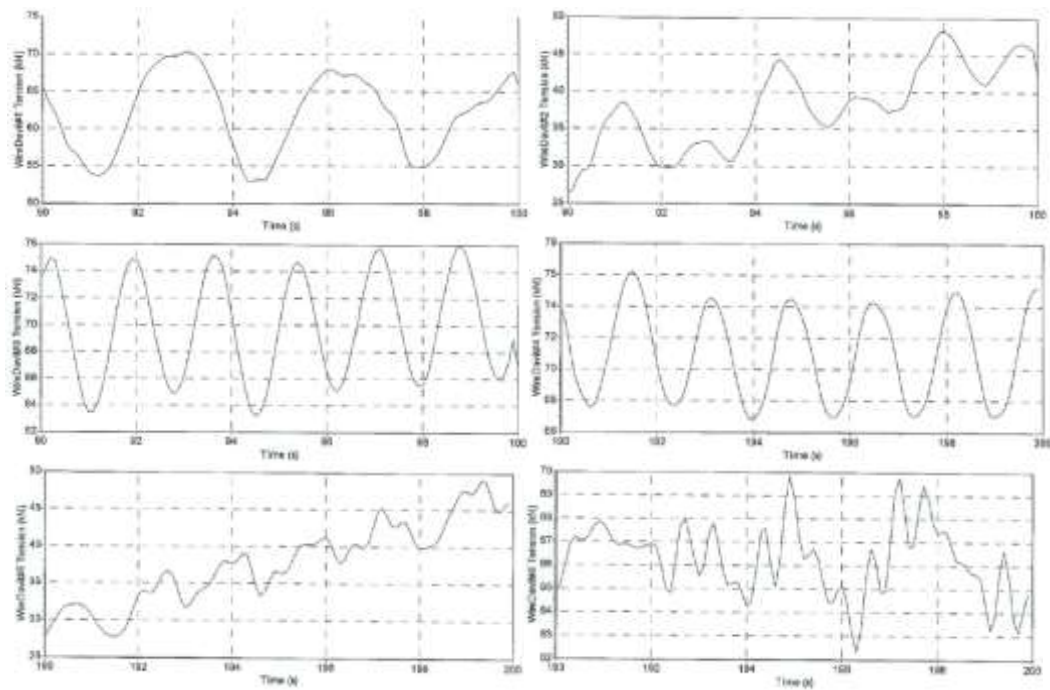


Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 8* Proses *Lifting*

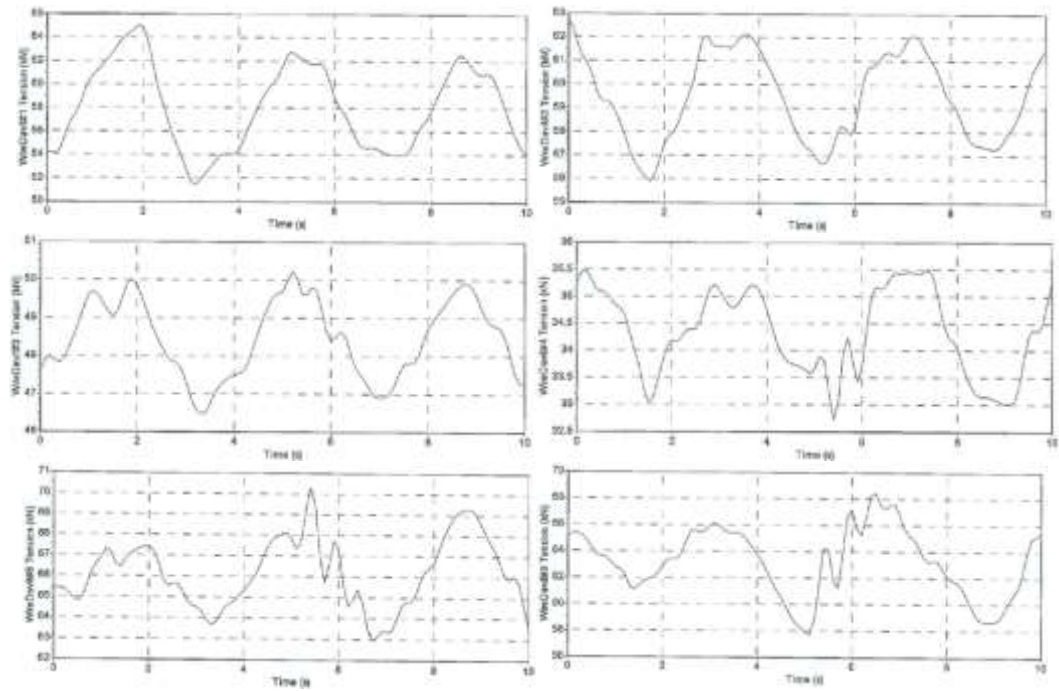




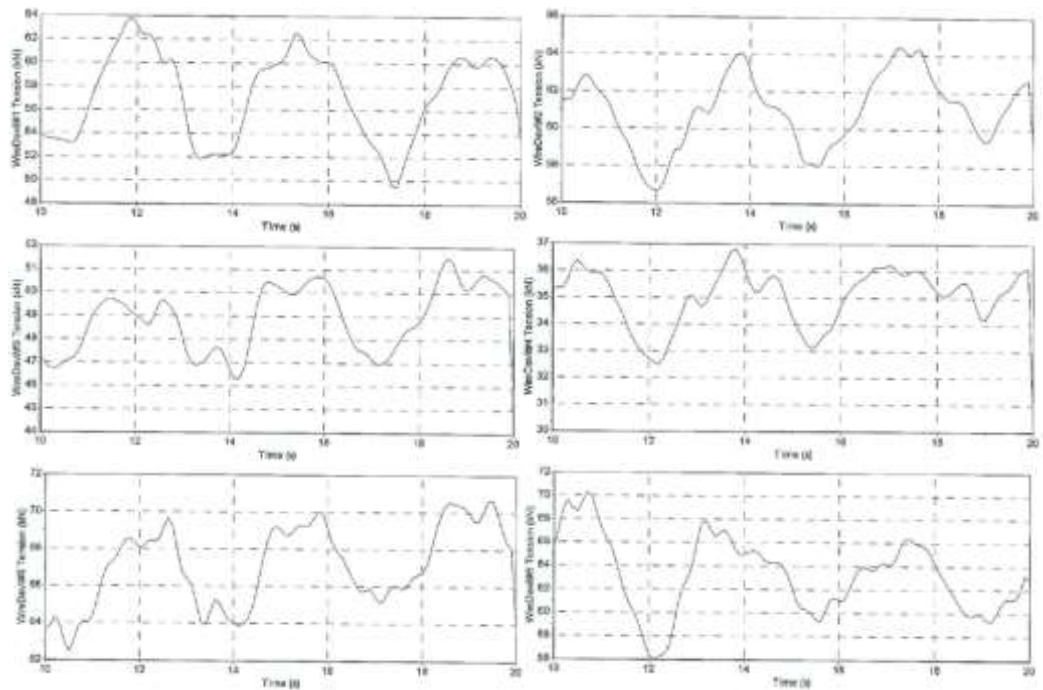
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 9* Proses *Lifting*



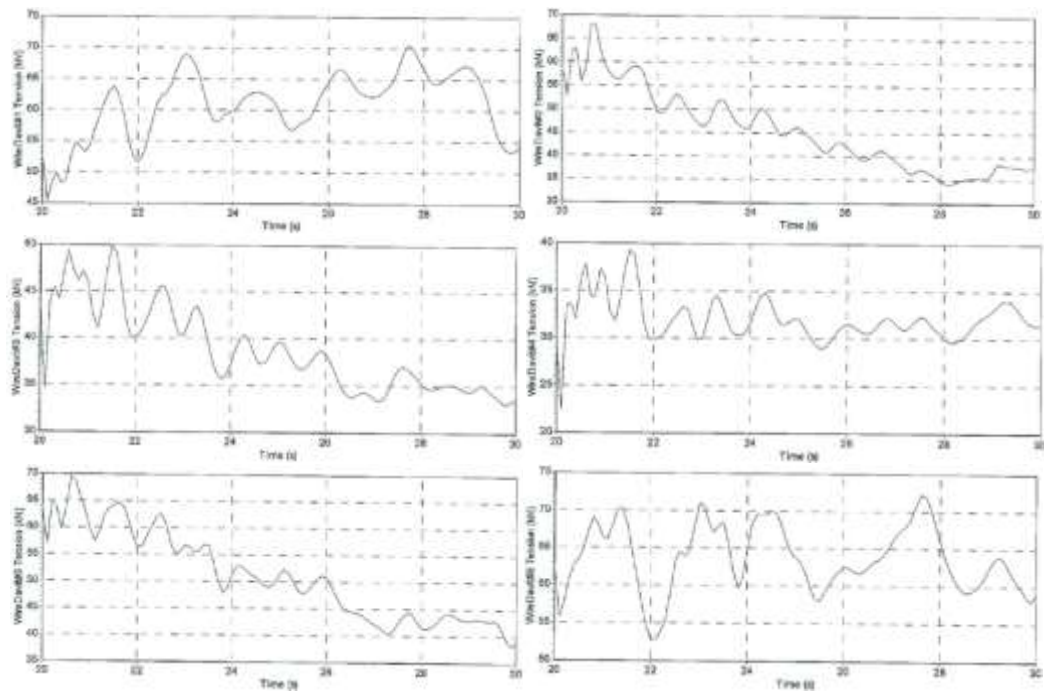
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 10* Proses *Lifting*



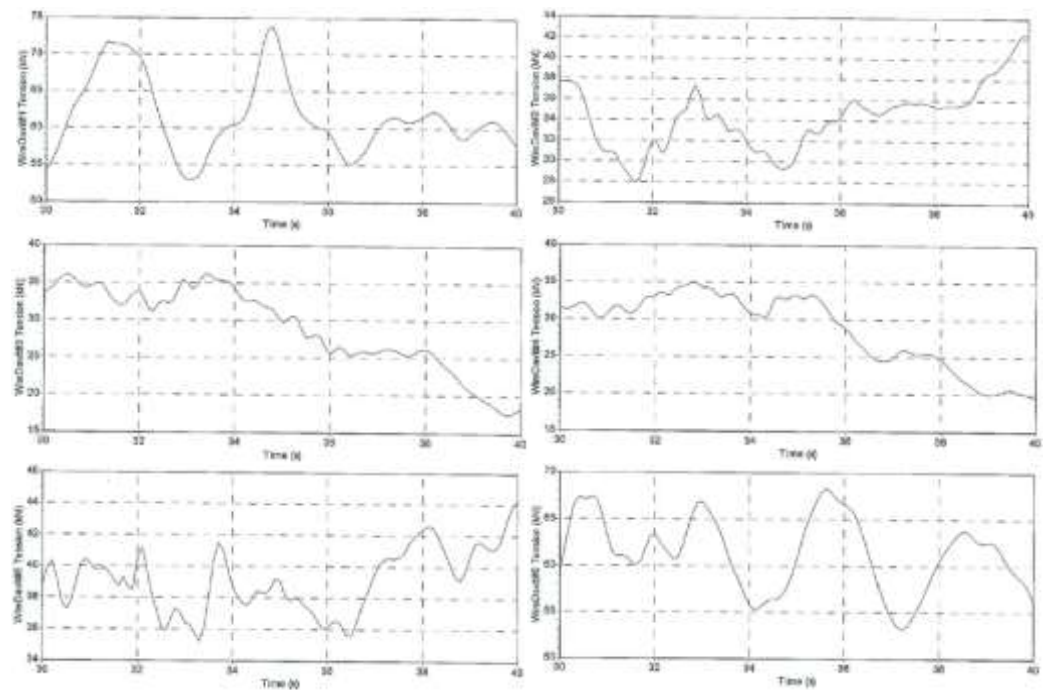
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 1* Proses *Lowering*



Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 2* Proses *Lowering*

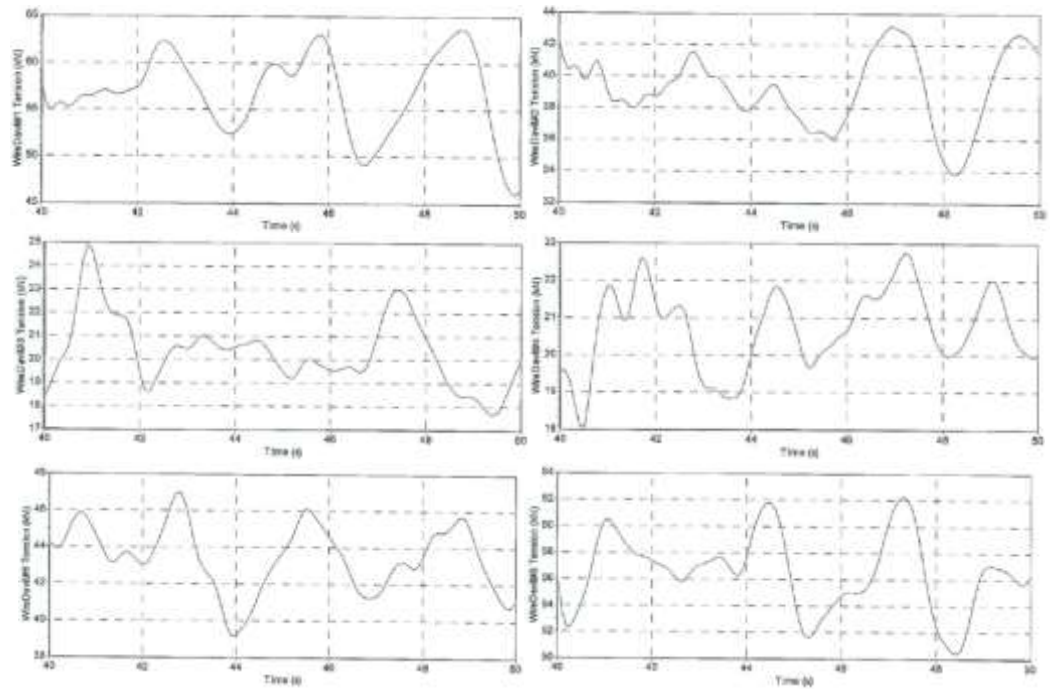


**Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 3 Proses *Lowering***

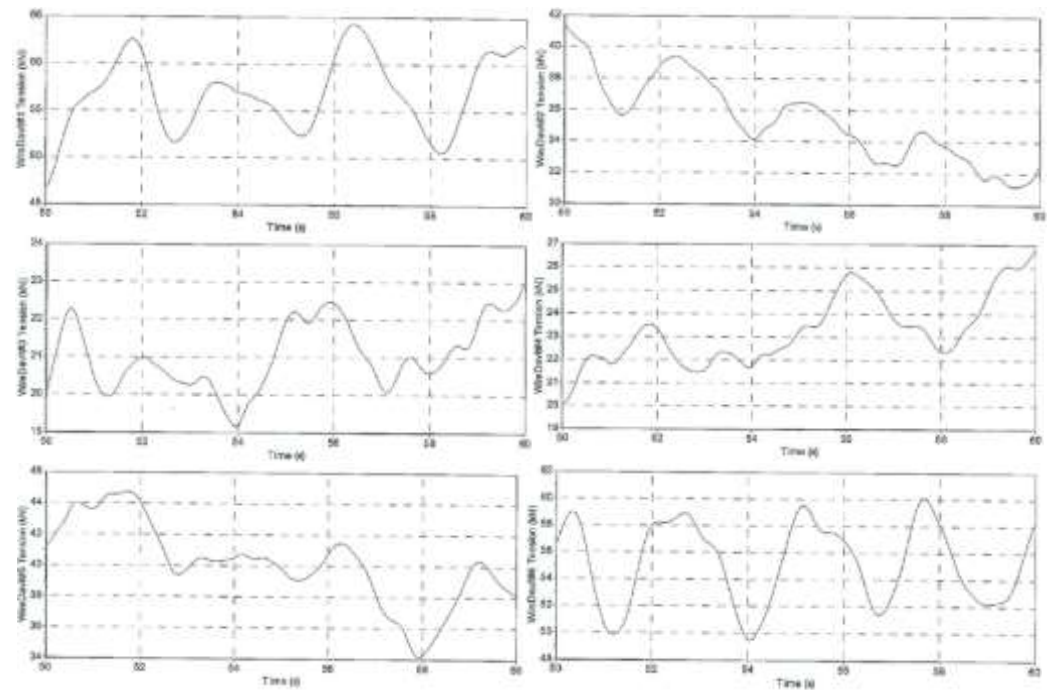


**Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 4 Proses *Lowering***

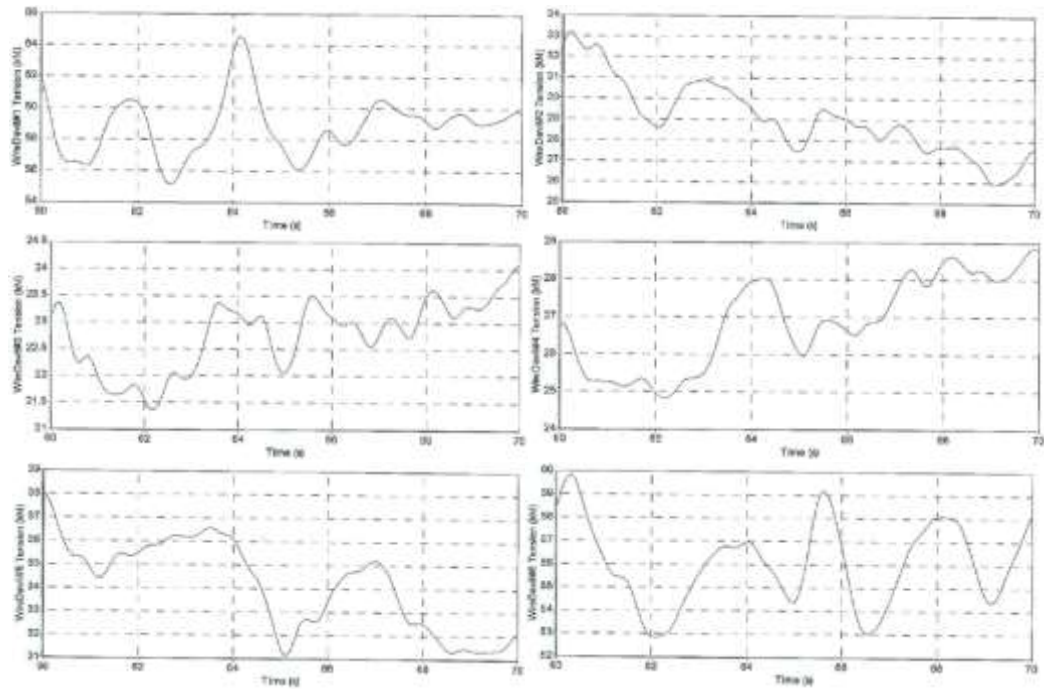




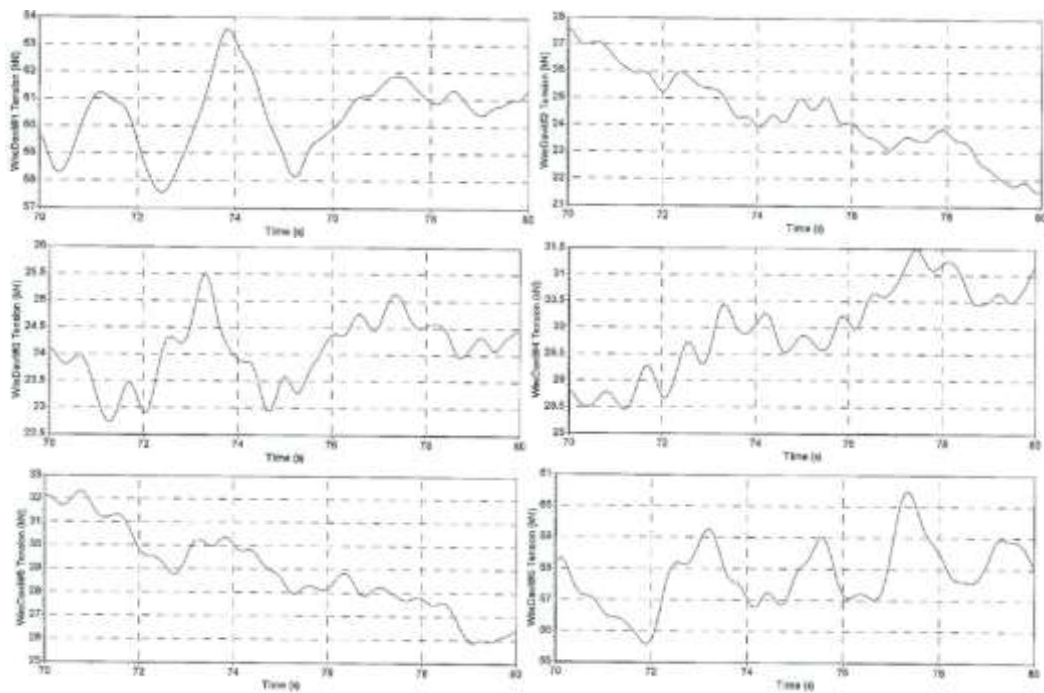
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 5* Proses *Lowering*



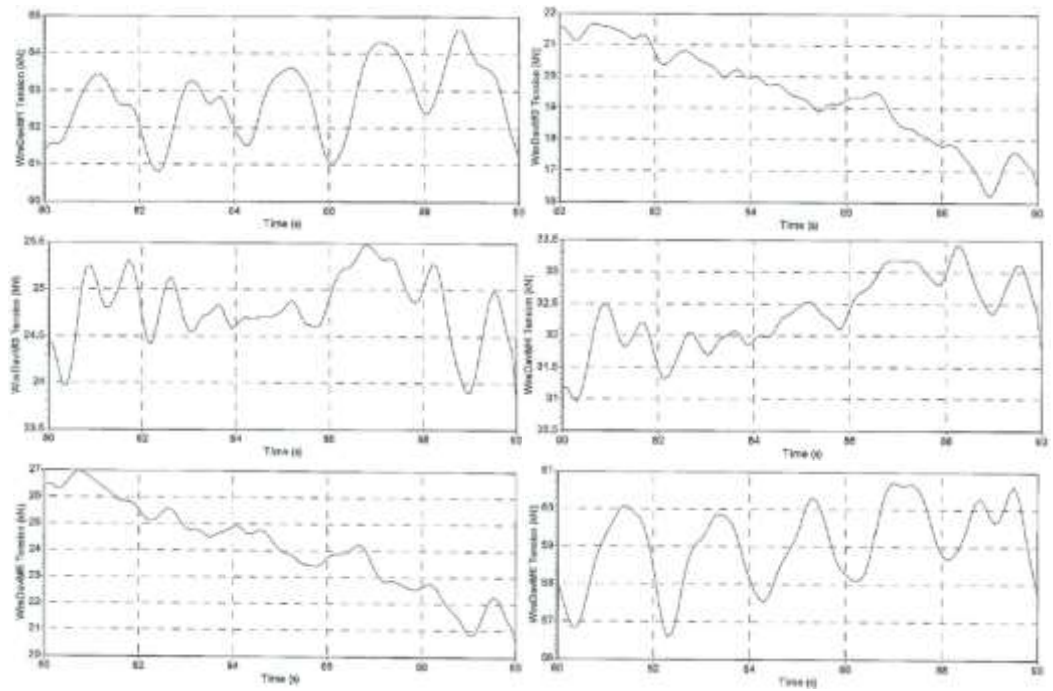
Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 *Step 6* Proses *Lowering*



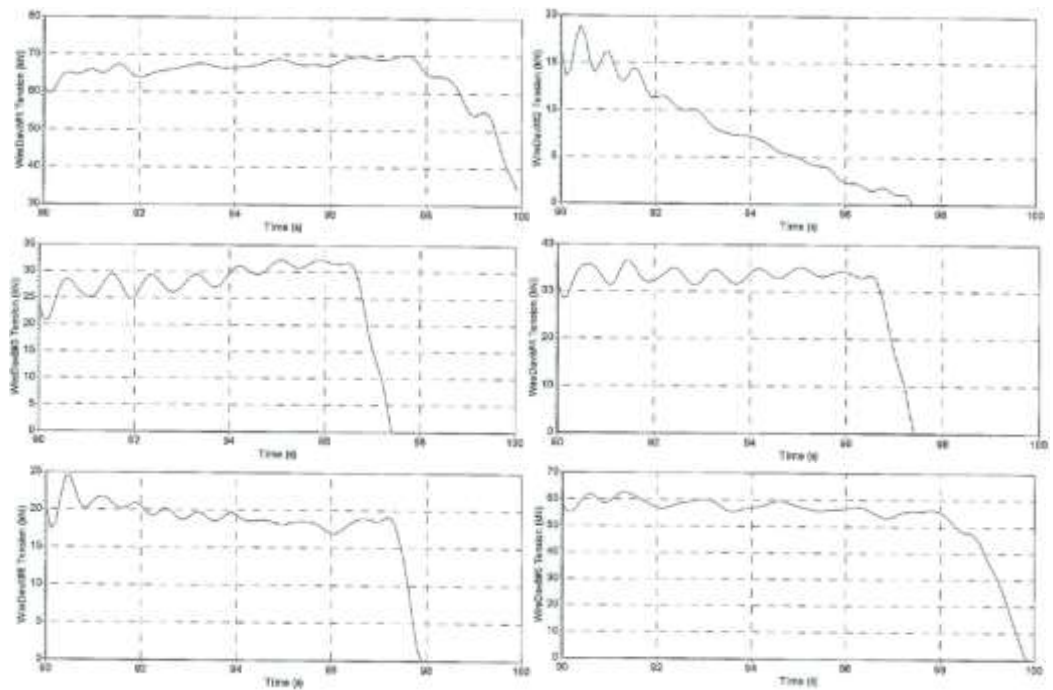
**Gambar Grafik Tension Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 7 Proses Lowering**



**Gambar Grafik Tension Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 8 Proses Lowering**



Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 9 Proses Lowering



Gambar Grafik *Tension* Davit 1, 2, 3, 4, 5, dan 6 Step 10 Proses Lowering

## BAB V

### PENUTUP

#### 5.1 Kesimpulan

Dari perhitungan serta pembahasan yang telah dilakukan pada bab sebelumnya maka dapat ditarik beberapa kesimpulan yang dapat menjawab masalah yang ada pada penelitian Tugas Akhir. Berikut ini adalah beberapa kesimpulan yang didapat pada penelitian tugas akhir ini:

1. Nilai maksimum respon gerak pada barge Onasis 10 pada kondisi *free floating* untuk gerakan *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* dan *yaw* secara berurutan adalah 0,908 (m/m), 0,928 (m/m), 0,99 (m/m), 4,192 (deg/m), 1,925 (deg/m), 3,127 (deg/m). Analisa respon gerak yang dilakukan adalah ketika barge dalam keadaan full load dan berdasarkan data lingkungan yang ada.
2. Pada saat proses *lifting* maupun *lowering* proses pengerjaannya dimodelkan menjadi 10 step. Pada saat *lifting*, tegangan terbesar yang terjadi pada pipa bagian *stern side* yaitu sebesar 347,63 MPa pada step ke-9 yaitu pada ketinggian 0,88 m diatas garis air. Sedangkan pada bagian *bow side* yaitu sebesar 337,18 MPa pada step ke-10 yaitu pada ketinggian 2,14 m diatas garis air. Untuk proses *lowering* sendiri pengerjaannya juga dilakukan dalam 10 step. Pada saat *lowering*, tegangan terbesar yang terjadi pada pipa yaitu 352,1 MPa pada daerah *stern side* pada step ke 3 yaitu pada ketinggian 2,21 m diatas garis air. Pada daerah *bow side* tegangan terbesar terjadi pada step ke 3 yaitu pada ketinggian 2,21 m diatas garis air sebesar 361,1 MPa. Tegangan terbesar yang terjadi pada *davit lift* ketika proses *lifting* yaitu sebesar 77,48 kN pada davit 3. Sedangkan ketika proses *lowering* tegangan terbesar terjadi sebesar 73,9 kN pada davit 1. Tegangan yang terjadi pada *davit lifting* dan juga pipa masih memenuhi atau berada dibawah batas tegangan yang diijinkan yaitu sebesar 85%.

3. Pengecekan *local buckling* dilakukan setelah diperoleh tegangan efektif serta bending moment dari pipa selama proses *above water tie in*. Cek *buckling* ini sendiri dibagi menjadi 3 tahap karena pada saat proses *above water tie in* pengerjaannya juga dibagi menjadi 3 tahap yaitu *stern side*, *bow side* dan *lowering*. UC untuk cek *buckling* pada *stern side*, *bow side* dan *lowering* secara berturut-turut yaitu sebesar 0,638, 0,625 dan 0,403. Setelah dilakukan pengecekan ternyata tidak terjadi *buckling* selama proses *above water tie in*.

## 5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian lebih lanjut mengenai Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menggunakan *Software* lainnya, seperti *Offpipe*, *Autopipe*, dll.
2. Dianjurkan untuk menganalisa *vessel* (barge) lainnya yang memiliki data mooring untuk analisa respon gerak struktur dalam keadaan tertambat.

## VI. DAFTAR PUSTAKA

API 5L. *Spesification for Line Pipe*. 2000

Aristanto, W. 2009. *Analisa Tegangan Pipa Bawah Laut Selama Proses Above Water Tie-In Menggunakan Davit lifting*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan. ITS Surabaya

Bai, Y. 2001. *Pipeline and Riser*. Elsevier Ocean Engineering book Series. USA.

Battacharya, R. 1978. *Dynamics of Marine Vehicles*. John Wiley & Sons, Inc. New York.

Braskoro. 2004. *From Shallow to Deep Implication for Offshore Pipeline Design*. Komunitas Migas Indonesia.

Chakrabarti, S.K. 1987. *Hydrodynamics of Offshore Structures*. CBI Industries, Inc. USA

DnV OS F101. *Submarine Pipeline Systems*. 2000

DnV RP C205. *Environmental Conditions and Environmental Loads*. 2007

DnV RP F109. *On Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. 2010

Guo, B. dan J. Chacko. 2005. *Offshore Pipelines*. Elsevier Ocean Engineering Series. USA

[Http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org](http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org) (Diakses pada 21 Maret 2016)

IACS. *Load Line*. 2013.

Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi. 2007

Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi. 1998.

Mouselli, A.H.1981. *Offshore Pipeline Design Analysis and Method*. PenWell Books. Oklahoma.

McAllister, E.W. 2009. *Pipeline Rules of Thumb*. Elsevier. USA.

Simanjuntak, C. 2013. *Optimasi Buoyancy Tank Pada Proses Above Water Tie-In Menggunakan Davit lifting*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan. ITS. Surabaya.

Soegiono, 2007. *Pipa Laut*. Airlangga University Press, Surabaya

## BIODATA PENULIS



Romi Ibrahim dilahirkan di Surabaya pada 8 Januari 1994. Pendidikan di SDN Babatan 1/456 Surabaya, SMPN 12 Surabaya dan SMAN 2 Surabaya. Setelah itu penulis mengikuti Seleksi Penerimaan Mahasiswa Baru melalui jalur SNMPTN Tulis dan diterima di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis juga pernah bekerja praktek di PT.

PGAS Solution selama 2 bulan di utara kota Semarang, Jawa Tengah. Bidang yang dipilih oleh penulis adalah struktur *pipeline* sehingga Tugas Akhir yang diambil berhubungan dengan analisa tegangan yang terjadi pada *pipeline* lebih khususnya tegangan yang terjadi selama proses *above water tie-in*. Saran dan kritik dalam Tugas Akhir ini sangat dibutuhkan agar penelitian-penelitian selanjutnya dapat lebih baik lagi.